



## Baumusterprüfbescheinigung

Type-examination Certificate

Ausgestellt für: ELSTER GmbH  
*Issued to:* Steinern Straße 19-21  
55252 Mainz-Kastel

gemäß: Anhang 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 Biogas  
*Type designation:*

Nr. der Bescheinigung: DE-15-M-PTB-0061  
*Certificate No.:*

Gültig bis: 02.08.2026  
*Valid until:*

Anzahl der Seiten: 33  
*Number of pages:*

Geschäftszeichen: PTB-3.31-4074553  
*Reference No.:*

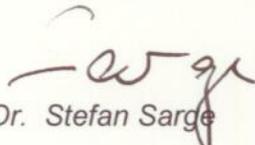
Nr. der Stelle: 0102  
*Body No.:*

Zertifizierung: Braunschweig, 03.08.2016  
*Certification:*

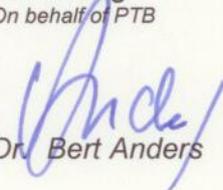
Im Auftrag: Siegel  
*On behalf of PTB* Seal

Bewertung:  
*Evaluation:*

Im Auftrag  
*On behalf of PTB*

  
Dr. Stefan Sarge



  
Dr. Bert Anders

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*

<b>Zertifikats-Ausgabe</b> <i>Issue of the Certificate</i>	<b>Gesch.-Z.</b> <i>Reference No.</i>	<b>Datum</b> <i>Date</i>	<b>Änderungen</b> <i>Modifications</i>
DE-15-M-PTB-0061	PTB-3.31-4074553	03.08.2016	Erstbescheinigung <i>Initial certificate</i>

## 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) in Verbindung mit

§ 7 der Mess- und Eichverordnung vom 11.12.2014 (BGBl. I S. 2010).

*Section 6 of the Measures and Verification Act of 25.07.2013 (Federal Law Gazette – BGBl. I p. 2722) in connection with Section 7 of the Measures and Verification Ordinance of 11.12.2014 (Federal Law Gazette – BGBl. I, p. 2010).*

Für die Geräte werden folgende vom Regelermittlungsausschuss am 06.04.2016 ermittelte technische Spezifikationen angewendet:

*For the instruments, the following technical specifications determined by the Rule Determination Committee on 06.04.2016 will be applied:*

- Anlage 7, Abschnitt 6 und 7 der Eichordnung in der am 31.12.2014 geltenden Fassung
- PTB- Mitteilung 118 (2008), Heft 1, S.19-20
- PTB- Anforderung 7.61, 1/1998
- PTB- Anforderung 7.62, 1/1998
- PTB- Anforderung 7.63, 5/2011
- PTB- Anforderung 50.1, 12/1989
- PTB- Anforderung 50.7, 04/2002
- PTB- Prüfregeln Band 22, 1. Auflage 1996
- PTB- Prüfregeln Band 24, 1. Auflage 1998
- PTB- Prüfregeln Band 27, 1. Auflage 2001
- DIN EN ISO 6976, 9/2005
- DIN EN ISO 13686, 12/2013
- DVGW-Arbeitsblatt 260, 3/2013
- DVGW-Arbeitsblatt 262, 9/2011
- DVGW-Arbeitsblatt 485, 11/2011
- WELMEC 7.2 „Softwareleitfaden“ (5/2011)



### **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 Biogas ist ein vollautomatischer Prozessgaschromatograph (PGC) mit Wärmeleitfähigkeitsdetektion für bis zu 3 Probenströme. Er bestimmt die Zusammensetzung von aufbereitetem Biogas, das mit Flüssiggas (LPG), Luft oder CO<sub>2</sub>-reichem, getrocknetem und entschwefeltem Biogas konditioniert sein kann und berechnet daraus physikalische Eigenschaften des Gases, insbesondere den Brennwert und die Dichte im Normzustand.

Der EnCal3000 Biogas bestimmt folgende 9 Komponenten (Analyten):

Methan, Stickstoff, Ethan, Kohlenstoffdioxid, Propan, Sauerstoff, Wasserstoff, Butan, 2-Methylpropan (Isobutan).

Ein Messzyklus (Analyse) dauert 5 Minuten.

##### **1.1 Aufbau**

*Construction*

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

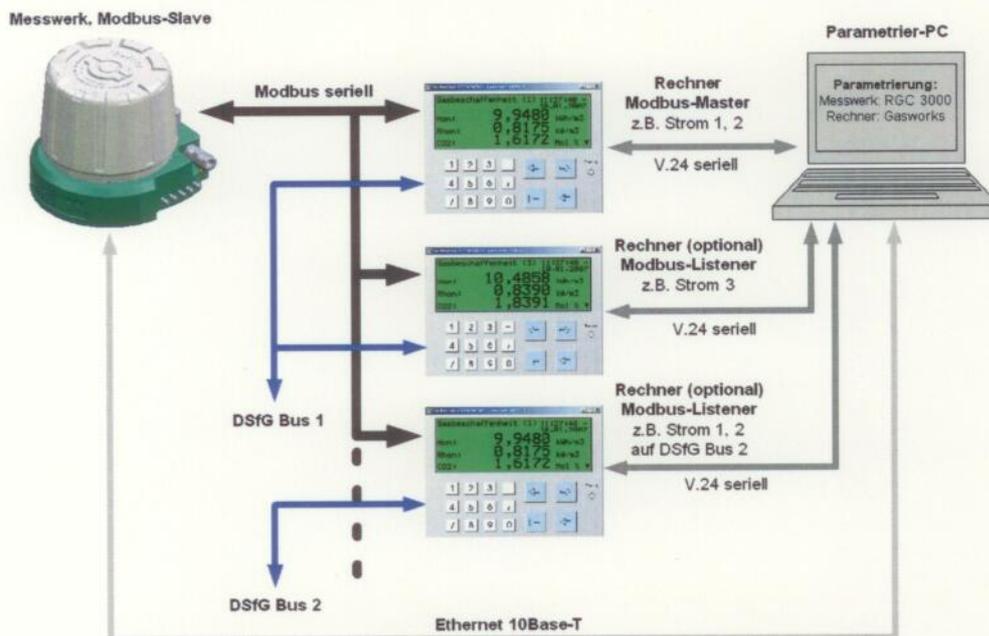


Abbildung1: Messsystem EnCal 3000 (Chromatograph und Prozessrechner)

Optional können weitere Prozessrechner angeschlossen sein, wenn 3 Probenströme gemessen werden sollen, muss 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.

Der Gaschromatograph ist entsprechend Abbildung 2 aufgebaut:

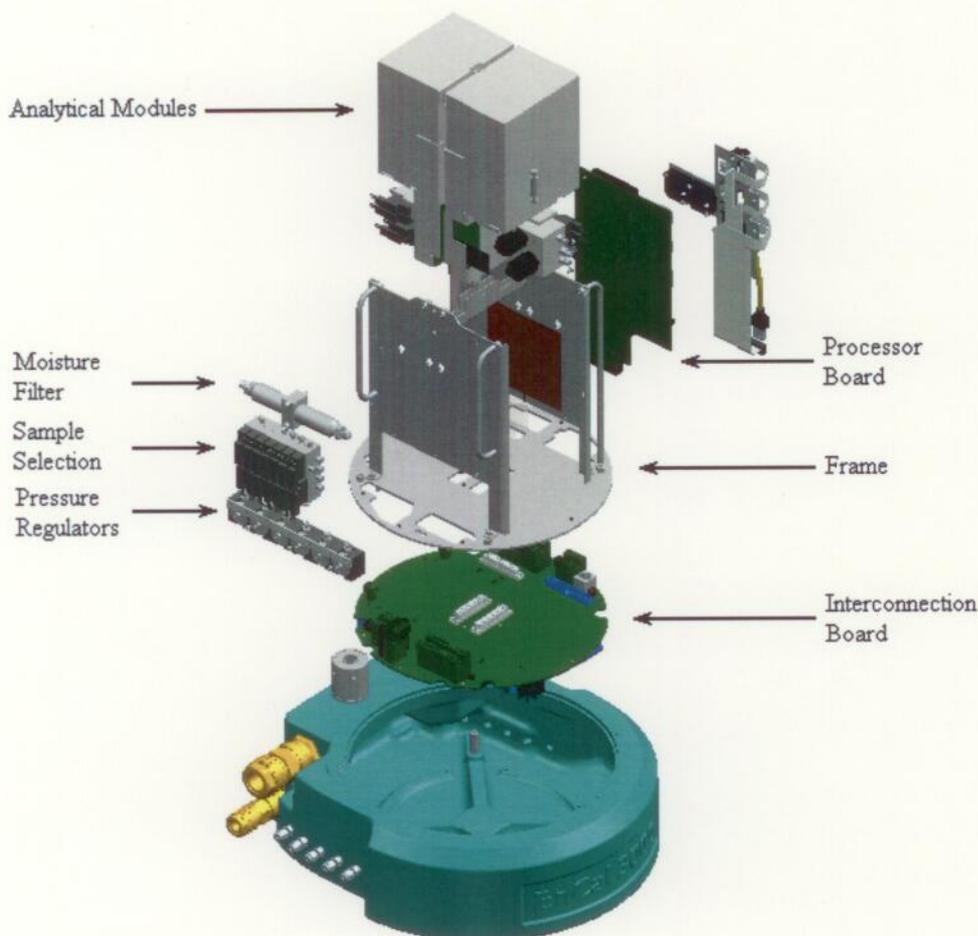


Abbildung 2: Explosionsdarstellung des Chromatographen

Sämtliche messende Bestandteile befinden sich in einem druckfest gekapselten Gehäuse. Die Ausführung besteht 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 3 Probengasströme innerhalb der geforderten Gesamtzykluszeit von 15 Minuten messen. Die weiteren Ströme können für den Anschluss von externen Prüfgasen genutzt werden.

In dem Gehäuse des Messgerätes (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,
- eine Rechnerplatine (processor board) mit Prozessor, Programm- und Arbeitsspeicher zur Steuerung des Messablaufs, der Messdatenerfassung und der Berechnung der Ergebnisgrößen,

- 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,
- zwei Analyse-Baugruppen für die in zwei Chromatographen gleichzeitig nebeneinander ablaufende Analyse.

Diese beiden Analysen-Baugruppen 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:

	<b>Modultyp</b>	<b>Part.-Nr.</b>
Modul A	Molekularsieb mit Backflusssäule und beheiztem Injektor, M5A BF <sup>H</sup>	CP74285960
Modul B	PoraPlot U mit beheiztem Injektor, PPU <sup>H</sup>	CP74286450

- 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.

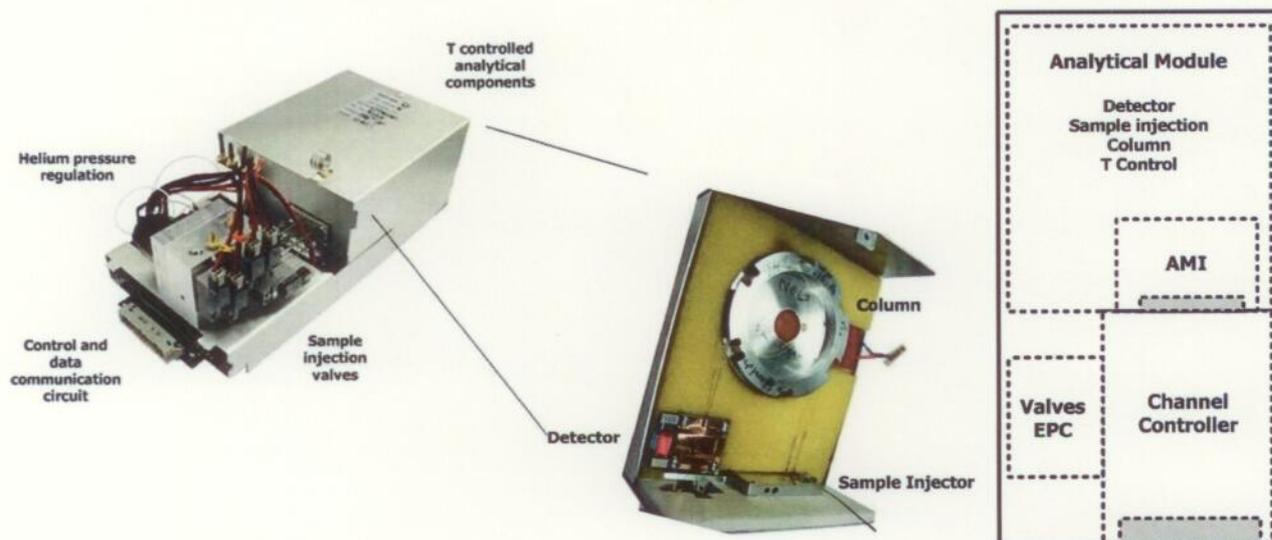


Abbildung 3: Analysenmodul

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.

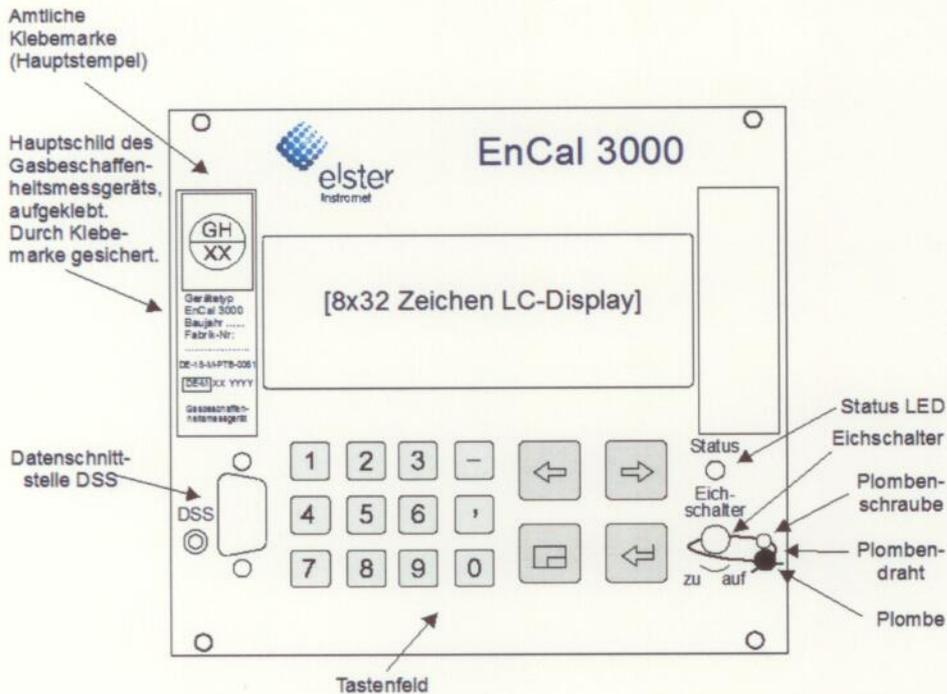
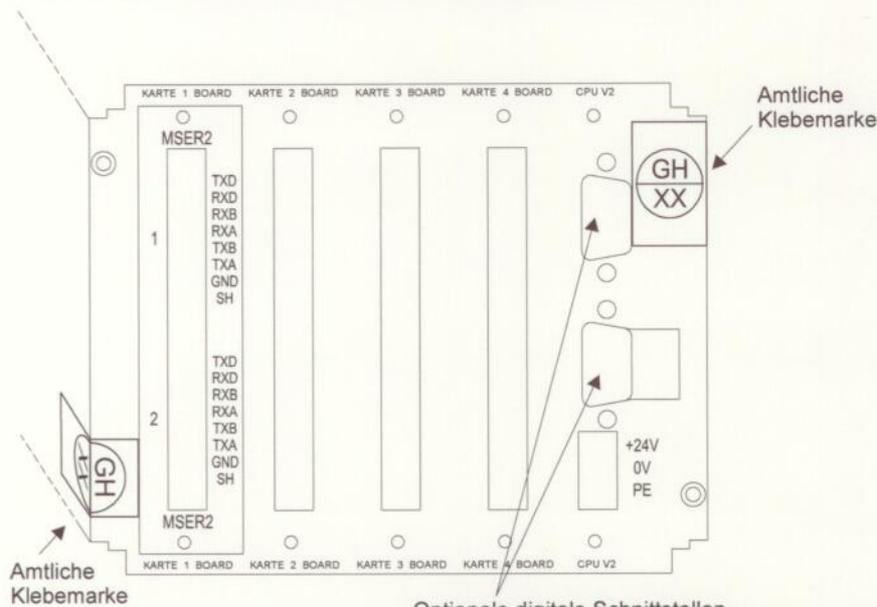


Abbildung 4: Frontansicht des Prozessrechners „gasnet“ (1/3 Baubreite)

Nicht benötigte Karten-Steckplätze werden durch Blindplatten verdeckt.



Optionale digitale Schnittstellen,  
 oben wahlweise DSFG oder COM2,  
 unten wahlweise TCP, DSFG oder COM2,  
 jeweils mit passender Beschriftung.  
 Nicht benötigte Steckerplätze sind  
 durch Blindplatte 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 zwei 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 (M5A<sup>H</sup> 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 6 zeigt die Gasflüsse im Modul.

Mit diesem Modul werden die Analyten Wasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff getrennt. Für Methan wird ebenfalls ein Signal erhalten, jedoch wird dies nicht ausgewertet.

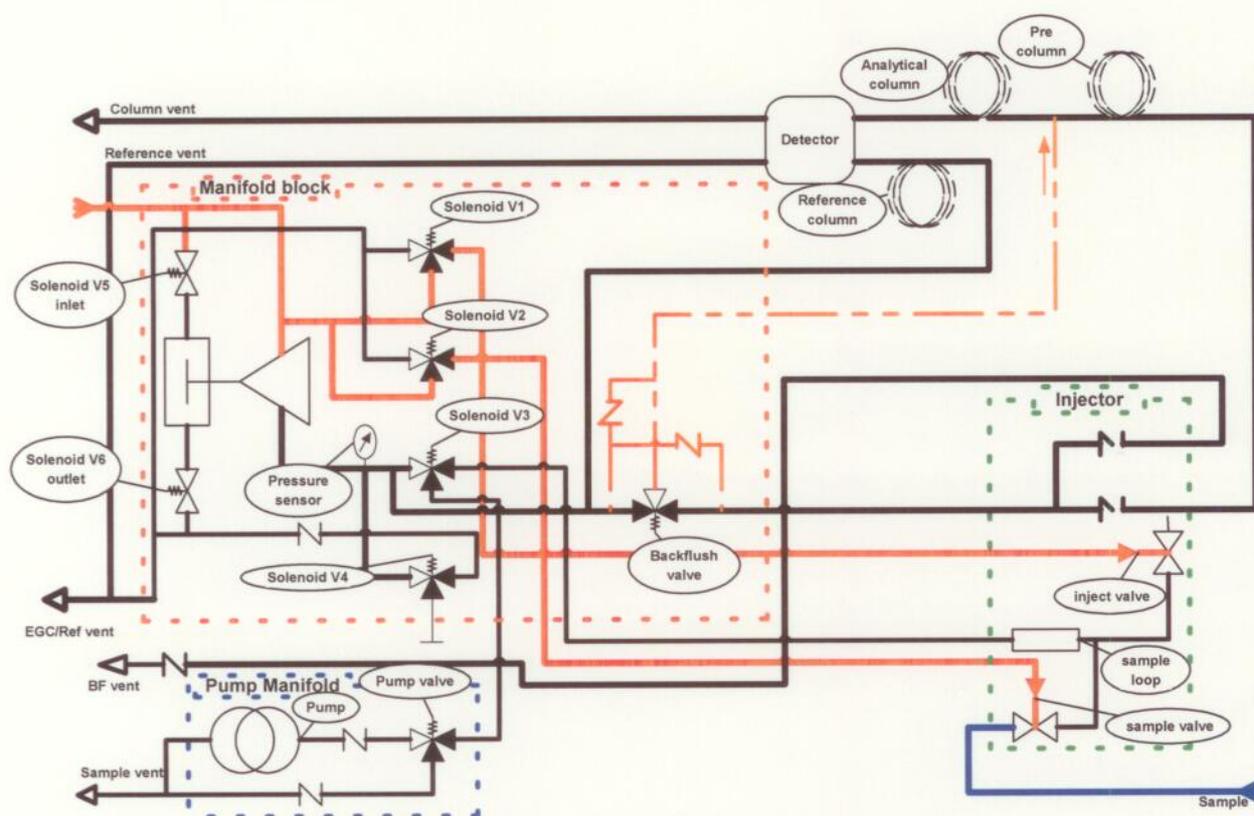


Abbildung 6: Gasflussschema Analysenmodul A (Molekularsieb)

Modul B (PPU<sup>H</sup>) ist mit einer 10 m PoraPlot U –Trennsäule ausgestattet. Alle Analyten passieren diese Trennsäule, wobei Wasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff ungetrennt als erster Summenpeak kurz vor dem Methansignal eluieren. Dieser Peak wird nicht ausgewertet.

Als Trägergas wird Helium eingesetzt. Abbildung 7 zeigt die Gasflüsse im Modul. Mit diesem Modul werden die Analyten Methan, Kohlenstoffdioxid, Ethan, Propan, Butan und 2-Methylpropan (Isobutan) getrennt.

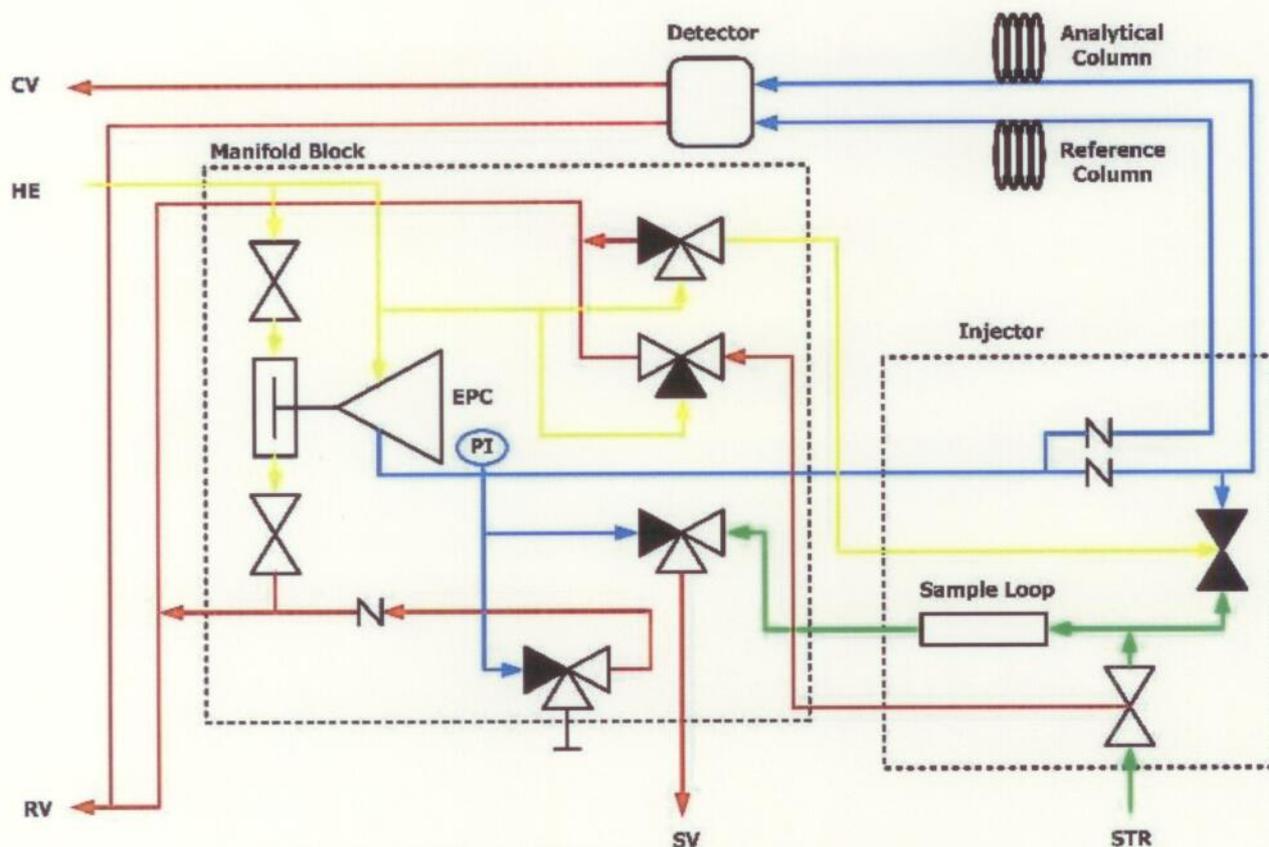


Abbildung 7: Gasflussschema Analysenmodul B (PPU<sup>H</sup>)

## 1.2 Messwertaufnehmer

*Sensor*

Die Detektion der einzelnen Komponenten erfolgt jeweils nach ihrer Trennung über die Wärmeleitfähigkeitsdetektoren der beiden Analyse-Baugruppen.

## 1.3 Messwertverarbeitung

*Measurement value processing*

Die Chromatogramme der beiden 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 den nachfolgenden Abbildungen 8 und 9 sind die Chromatogramme der Module A und B dargestellt.

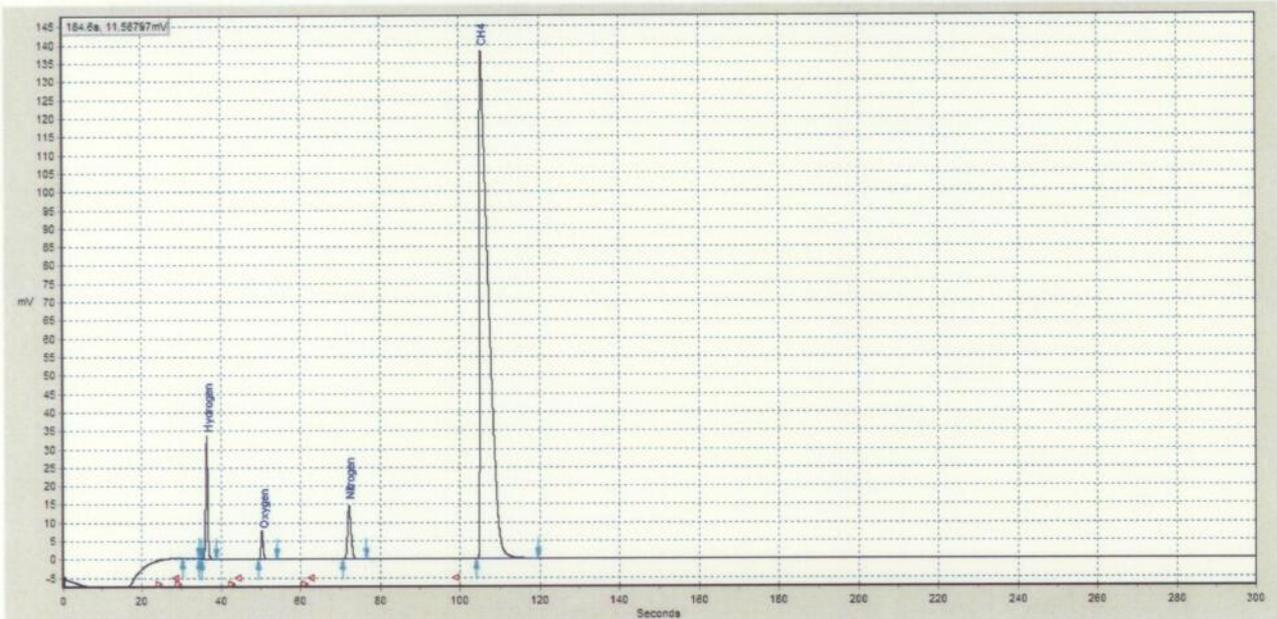


Abbildung 8: Chromatogramm eines 9E-Kalibriergases, Modul A

Bei Anwesenheit von Helium in der Probe wird vor dem Wasserstoffsignal auf der Molekularsieb- säule ein weiterer scharfer Peak erscheinen, der jedoch nicht ausgewertet wird.

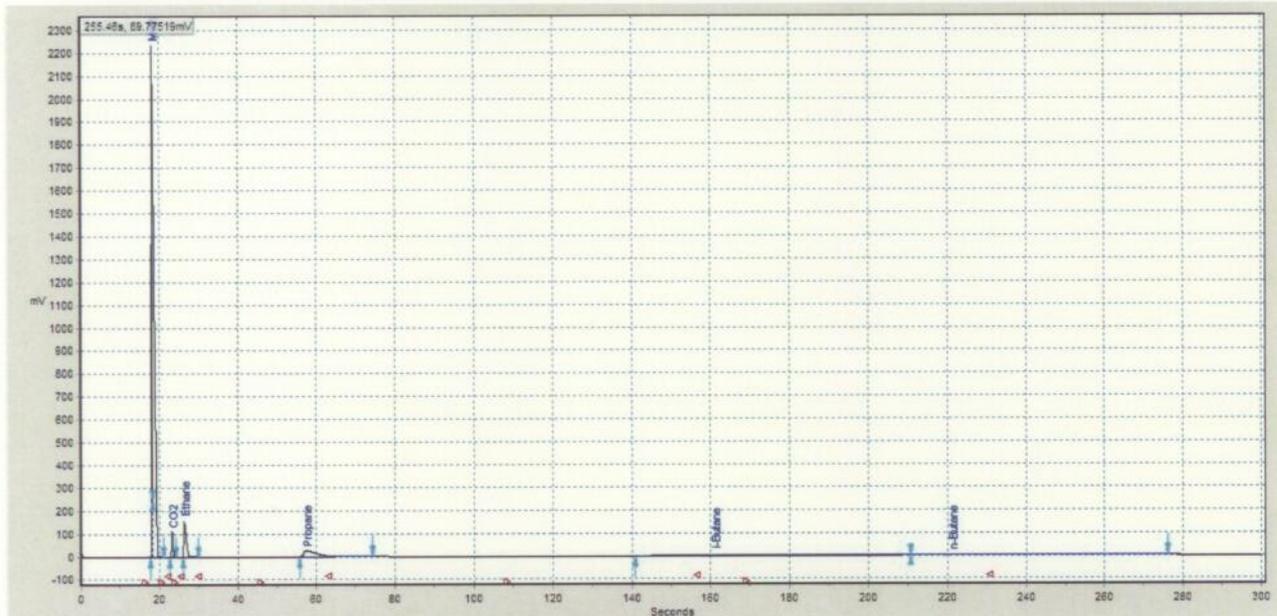


Abbildung 9: Chromatogramm eines 9E-Kalibriergases, Modul B

Bei Anwesenheit von Ethen erscheint zwischen  $\text{CO}_2$  und Ethan ein weiterer diskreter Peak für die Verbindung, der aber nicht ausgewertet wird.

Die Fläche unter den Peaks ist proportional dem jeweiligen Stoffmengenanteil. Durch Bestimmung eines Kalibrierfaktors (Responsefaktors) wird jeder Peakfläche durch das Betriebsprogramm im PGC ein Stoffmengenanteil zugeordnet.

Der Responsefaktor für jede Komponente wird täglich automatisch mit Hilfe des Kalibriergases ermittelt (siehe Kapitel 4.3). 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 ( $T_b=25^{\circ}\text{C}$ ,  $T_v=0^{\circ}\text{C}$ ,  $p_v=p_b=101,325\text{ kPa}$ ).

Brennwert und Dichte im Normzustand werden für 2 Jahre im Steuerrechner 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	M5A <sup>H</sup> : CP74285960
Channel 2	1.00	PPU <sup>H</sup> : CP74286450

#### 1.3.1.2 Betriebsprogramm Gaschromatograph

*Operating programme gaschromatograph*

MPU	3.32 build 29607
I/O Controller	2.54

#### 1.3.1.3 Bedienprogramm Prozessrechner „gasnet“

*Operating programme controler unit „gasnet“*

Software-Version: 1.07b, Prüfsumme: C1C429C7

Software-Version: 1.08a, Prüfsumme: 00FE1B7D

## 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 Messgasströmen wird der 3. Strom auf einem weiteren Prozessrechner angezeigt.

Eichfähige Größen werden auf der Bedienungsanzeige 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 10 zeigt mehrere Ansichten der Hauptanzeige.

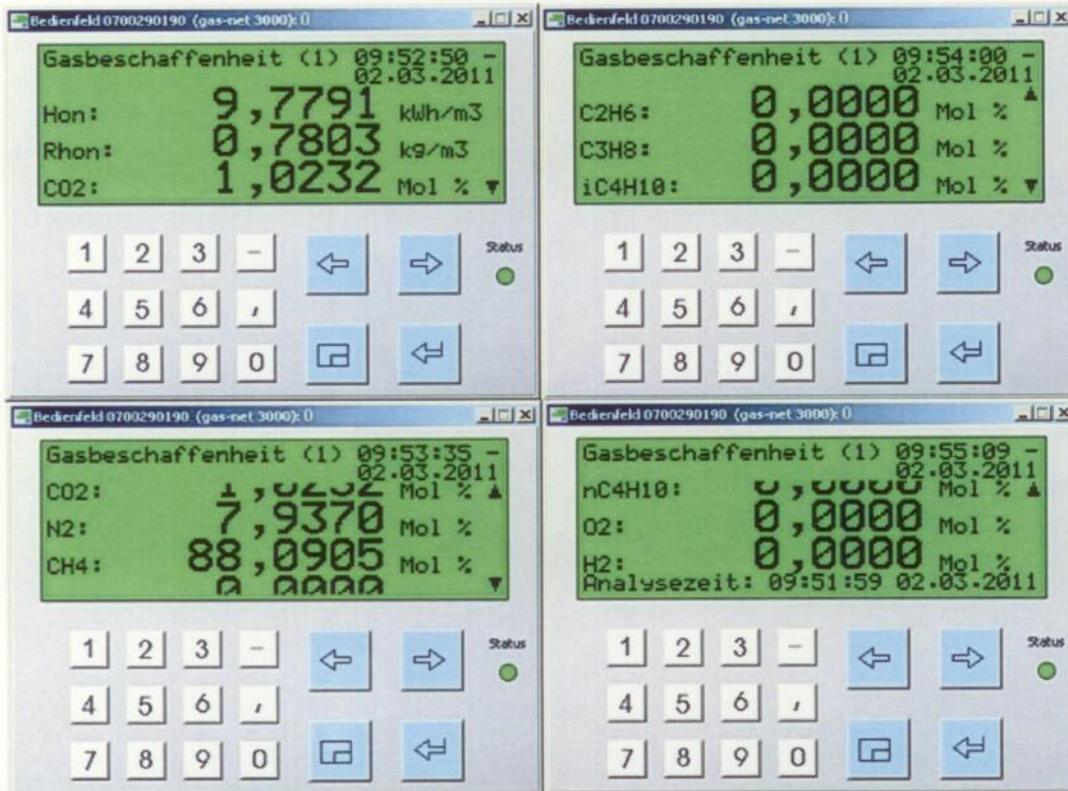


Abbildung 10: Hauptanzeige auf dem Prozessrechner „gasnet“

## 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.

Weiterhin detektiert und quantifiziert das Messgerät Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) im Probegas im unteren ppm-Bereich bis maximal 20 ppm. Der H<sub>2</sub>S-Stoffmengenanteil wird bei der Normierung der Gesamtanalyse eingerechnet.

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 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. Die Konditionierung darf dabei mit Luft, Flüssiggas oder CO<sub>2</sub>-reichem, getrocknetem und entschwefeltem Biogas erfolgen. Das Gerät ist nicht für Erdgas oder Mischungen mit Erdgas geeignet.

#### 2.1.1 Kalibrierung

*Calibration*

Ein entsprechend den PTB-Anforderungen 7.63 hergestelltes und zertifiziertes Kalibriergas mit der in Tabelle 1 aufgeführten Zusammensetzung wird als Kalibriergas für die Eichgültigkeitsdauer fest mit dem Gaschromatographen verbunden.

Tabelle 1: Kalibriergaszusammensetzung Typ 9E

Komponente	Formel	Stoffmengenanteil in %
Methan	CH <sub>4</sub>	79,00
Stickstoff	N <sub>2</sub>	8,00
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,00
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	2,00
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3,00
Sauerstoff	O <sub>2</sub>	2,00
Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,50
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH <sub>3</sub> ) <sub>3</sub>	0,50
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	1,00

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

### 2.1.2 Messbereiche

*Measurement range*

Die Messbereiche der Komponenten (Analyten) sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Messbereiche der Komponenten

Komponente	Formel	Stoffmengenanteil in %
Methan	CH <sub>4</sub>	≥ 75,00
Stickstoff	N <sub>2</sub>	≤ 14,50
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	≤ 10,00
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	≤ 8,00
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	≤ 6,00
Sauerstoff	O <sub>2</sub>	≤ 3,00
Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	≤ 2,00
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH <sub>3</sub> ) <sub>3</sub>	≤ 2,50
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	≤ 5,00

Die Messbereiche für Brennwert und Dichte (trockenes Gas im Normzustand) ergeben sich zu:

Brennwert: 8,3 kWh/m<sup>3</sup> bis 14,0 kWh/m<sup>3</sup> ( $T_b=25^{\circ}\text{C}$ ,  $T_v=0^{\circ}\text{C}$ ,  $p_v=p_b=101,325\text{ kPa}$ )

Dichte: 0,7 kg/m<sup>3</sup> bis 1,0 kg/m<sup>3</sup> ( $T_n=0^{\circ}\text{C}$ ;  $p_n=101,325\text{ kPa}$ )

### 2.1.3 Umgebungsbedingungen/Einflussgrößen

*Environmental conditions / influence quantities*

Der EnCal 3000 Biogas ist geeignet zur Verwendung in Aufstellungsräumen, die den PTB-Anforderungen 7.62 entsprechen.

#### 2.1.3.1 Klimaanforderungen

*Climate*

Die Raumtemperatur am Aufstellungsort muss zwischen 5 °C und 40 °C liegen. Dies gilt auch für die Kalibriergasleitungen 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 Trägergase sind Argon und Helium der Qualität 5.0 oder besser einzusetzen. Die Verwendung eines Trägergastrockners für Argon 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-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 (Schnittstellenkarte 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*

Wird das Gerät für Methan mit einer Zweipunktkalibrierung konfiguriert, ist bei der Werkskalibrierung mindestens die Qualität von 3.5 für Methan zu verwenden.

### 4.2 Anforderungen an die Inbetriebnahme

*Requirements on putting into use*

Die Richtigkeit des Messgerätes ist am Verwendungsort mit 4 Prüfgasen nach Tabelle 3 zu prüfen.

Tabelle 3: Gasgemische nach PTB-A 7.63 für die Richtigkeitsprüfung

Komponente	Formel	6H	6L	P1-9K	B-5K
		Stoffmengenanteile in %			
Sauerstoff	O <sub>2</sub>	-	-	0,30	1,00
Stickstoff	N <sub>2</sub>	0,40	14,40	3,00	2,00
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	1,80	1,00	3,50	5,50
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	-	-	0,30	2,00
Methan	CH <sub>4</sub>	84,00	81,00	87,20	89,50
Ethan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	9,40	3,00	0,35	-
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3,40	0,50	4,75	-
Butan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,00	0,10	0,30	-
2-Methylpropan (Isobutan)	HC(CH <sub>3</sub> ) <sub>3</sub>	-	-	0,30	-
Brennwert, $H_{s,n}$ , in kWh/m <sup>3</sup>		12,425	9,716	11,257	9,974
Normdichte, $\rho_n$ , in kg/m <sup>3</sup>		0,8635	0,8339	0,8512	0,7916

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.

### 4.3 Anforderungen an die Verwendung

*Requirements for consistent utilisation*

Der EnCal 3000 Biogas 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 Biogas 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 Responsefaktoren werden mit den Werten zum Zeitpunkt der Eichung („Initial Calibration“) und der letzten Kalibrierung verglichen. 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. In Abbildung 14, Zeile 16 – 23 sieht man die Messbereichsgrenzen der einzelnen Komponenten die von dem Kalibriergas bei der Kalibrierung eingehalten werden müssen.

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 Kontrollbuch zu vermerken.

Die angeschlossenen Trägergase Argon und Helium müssen mindestens der Qualität 5.0 (Reinheit 99,999 %) entsprechen und die Trägergaszuführung muss eine Spül- und Absperrvorrichtung aufweisen.

## **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.

## **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 11 dargestellt, die Softwareversionen. Sie müssen mit den zugelassenen Versionen nach Abschnitt 1.3.1.1 und 1.3.1.2 übereinstimmen.

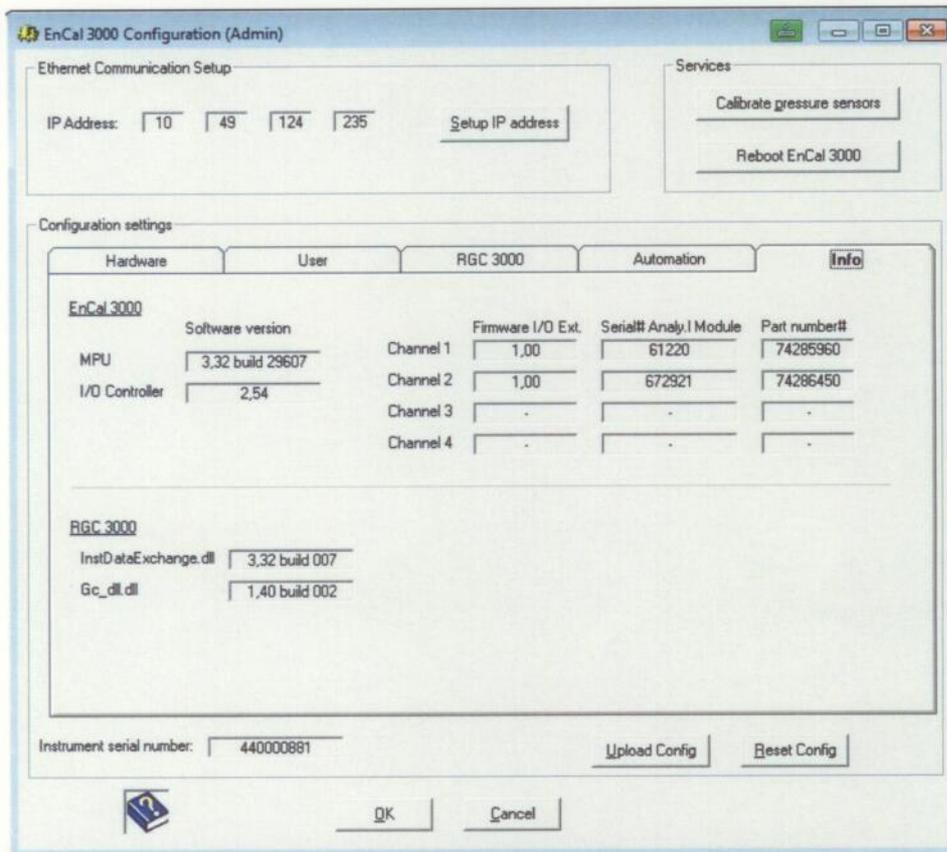


Abbildung 11: Anzeige der Softwareversionen des Messwerkes mit „RGC 3000“

### 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 12 zeigt diese Darstellung. Die Softwareversion und Prüfsumme muss einer der zugelassenen Versionen nach Abschnitt 1.3.1.3 entsprechen.



Abbildung 12: Anzeige einer der beiden möglichen Softwareversionen des Prozessrechners

### 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 wie in Abbildung 14 dargestellt, parametrierbar werden und unter „Alarm Settings“ (siehe Abbildung 13) aktiviert sein.

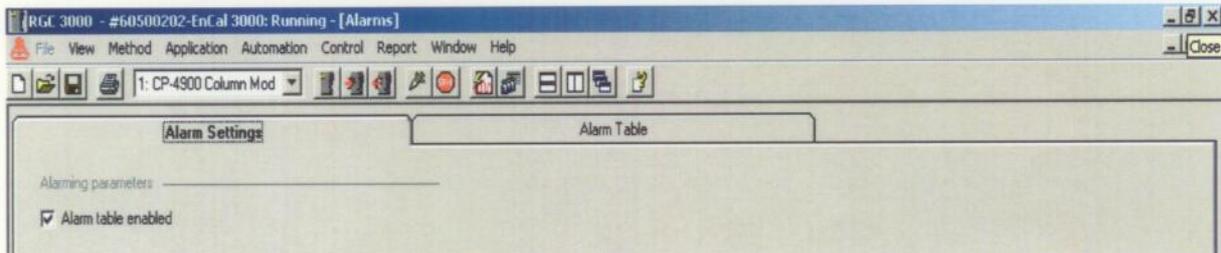


Abbildung 13: Aktivierung der Grenzwertüberwachung

The screenshot shows the 'Alarm Table' window in the RGC 3000 software. The table lists various parameters with their minimum and maximum values, alarm on settings, and relay assignments.

#	Active	Param Type	Parameter	Minimum	Maximum	Alarm On	Invert Alarm	Relay Alarm	Relay #
1	✓	2. Normalized Amounts	1. Nitrogen (chan 1)	0	15	5. All			0. None
2	✓	2. Normalized Amounts	2. Methane (chan 2)	60	100	5. All			0. None
3	✓	2. Normalized Amounts	3. CO2 (chan 2)	0	8	5. All			0. None
4	✓	2. Normalized Amounts	4. Ethane (chan 2)	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	2.5	5. All			0. None
8	✓	2. Normalized Amounts	25. Hydrogen (chan 1)	0	5	5. All			0. None
9	✓	2. Normalized Amounts	24. Oxygen (chan 1)	0	3	5. All			0. None
10	✓	2. Normalized Amounts	22. H2S (chan 2)	0	0.002	5. All			0. None
11	✓	6. ISO 6976 / GOST 31369 Results	5. H <sub>2</sub>	7.8	14.5	5. All			0. None
12	✓	6. ISO 6976 / GOST 31369 Results	7. Abs. Density	0.68	1.12	5. All			0. None
13	✓	3. Sample results	1. Sum ESTD	95	105	5. All			0. None
14	✓	8. GC Status	1. Instrument Error	2	3	5. All			0. None
15	✓	2. Normalized Amounts	1. Nitrogen (chan 1)	7.5	8.5	2. Calibration			0. None
16	✓	2. Normalized Amounts	2. Methane (chan 2)	78	80	2. Calibration			0. None
17	✓	2. Normalized Amounts	3. CO2 (chan 2)	1.75	2.25	2. Calibration			0. None
18	✓	2. Normalized Amounts	4. Ethane (chan 2)	3.5	4.5	2. Calibration			0. None
19	✓	2. Normalized Amounts	5. Propane (chan 2)	2.75	3.25	2. Calibration			0. None
20	✓	2. Normalized Amounts	6. i-Butane (chan 2)	0.25	0.75	2. Calibration			0. None
21	✓	2. Normalized Amounts	7. n-Butane (chan 2)	0.25	0.75	2. Calibration			0. None
22	✓	2. Normalized Amounts	25. Hydrogen (chan 1)	0.75	1.25	2. Calibration			0. None
23	✓	2. Normalized Amounts	24. Oxygen (chan 1)	1.75	2.25	2. Calibration			0. None

Abbildung 14: Parametrierung der Grenzwertüberwachung

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.

### 5.3.3.2 Berechnung

*Calculation*

Die Parametrierung der Berechnung der Gemischeigenschaften aus der Analyse ist wie in Abbildung 15 dargestellt zu realisieren.

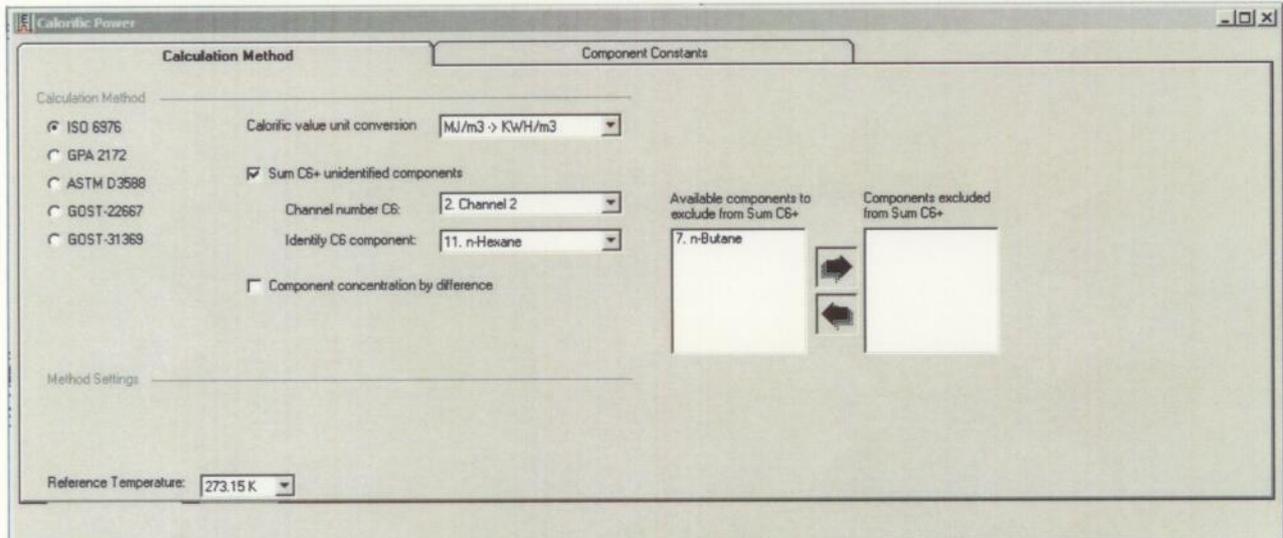


Abbildung 15: Parametrierung der Berechnungsmethode für Brennwert und Normdichte

### 5.3.3.3 Normierung der Analyse

#### Normalization

Das Gerät muss entsprechend dieser Bescheinigung Methan auf dem Channel 2 (PPU<sup>H</sup>-Säule) messen und alle Analyten gemäß Tabelle 2 bzw. 3 müssen bei der Normierung Berücksichtigung finden. Diese Einstellungen werden in der „Normalization Table“ überprüft. Abbildung 16 zeigt die korrekten Einträge.

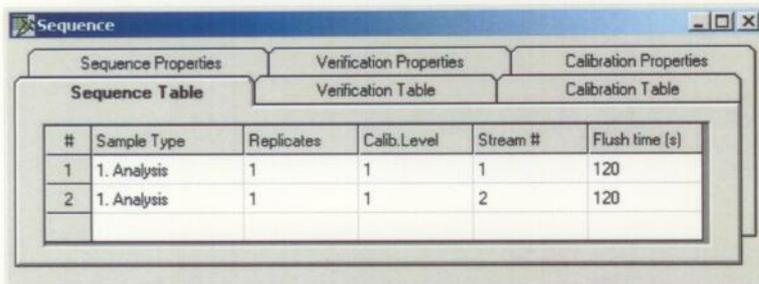
#	Active	Peak Name	Channel	Ignore	Bridge Comp #	Estimate	Estim.Conc	Test.Conc	RefConcPeak#	RefPeakConc%	Group#
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Nitrogen	1	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Methane	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	CO2	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Ethane	2	<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
22	<input checked="" type="checkbox"/>	H2S	2	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
24	<input checked="" type="checkbox"/>	Oxygen	1	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0
25	<input checked="" type="checkbox"/>	Hydrogen	1	<input type="checkbox"/>	0. None	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	0	0

Abbildung 16: 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 Automati-on/Sequence zu kontrollieren. Jeder angeschlossene Messgasstrom ist mindestens viermal pro Stunde zu messen und wird in die Ablaftabelle nach Abbildung 17 eingetragen. Es dürfen maxi-mal 3 Zeilen (Ströme) eingetragen sein. Werden mehrere Gasströme angeschlossen, sind diese alternierend zu messen. Abbildung 17 zeigt exemplarisch die Einstellung für 2 Messgasströme bei der Einpunktkalibrierung. Bei der Zweipunktkalibrierung ist in der Spalte „Calib.Level“ anstelle einer „1“ eine „8“ eingetragen. Die Spüleinstellung für jeden Messgasstrom beträgt mindestens 120 s.



#	Sample Type	Replicates	Calib.Level	Stream #	Flush time (s)
1	1. Analysis	1	1	1	120
2	1. Analysis	1	1	2	120

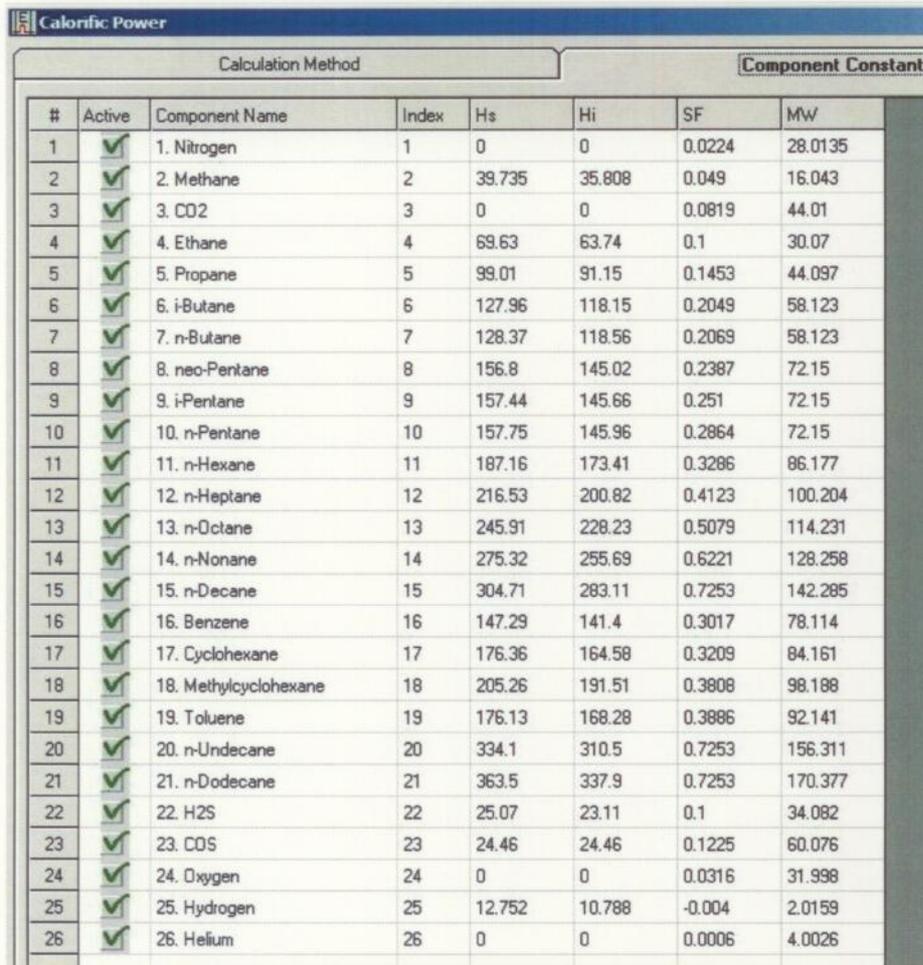
Abbildung 17: Einstellung des Messzyklus bei der Einpunktkalibrierung

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 18 zeigt die korrekten Werte, die eingestellt sein müssen.



#	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 18: Liste der Stoffdaten im Messwerk für die Berechnung nach DIN EN ISO 6976.

### 5.3.3.6 Speichertiefe Prozessrechner

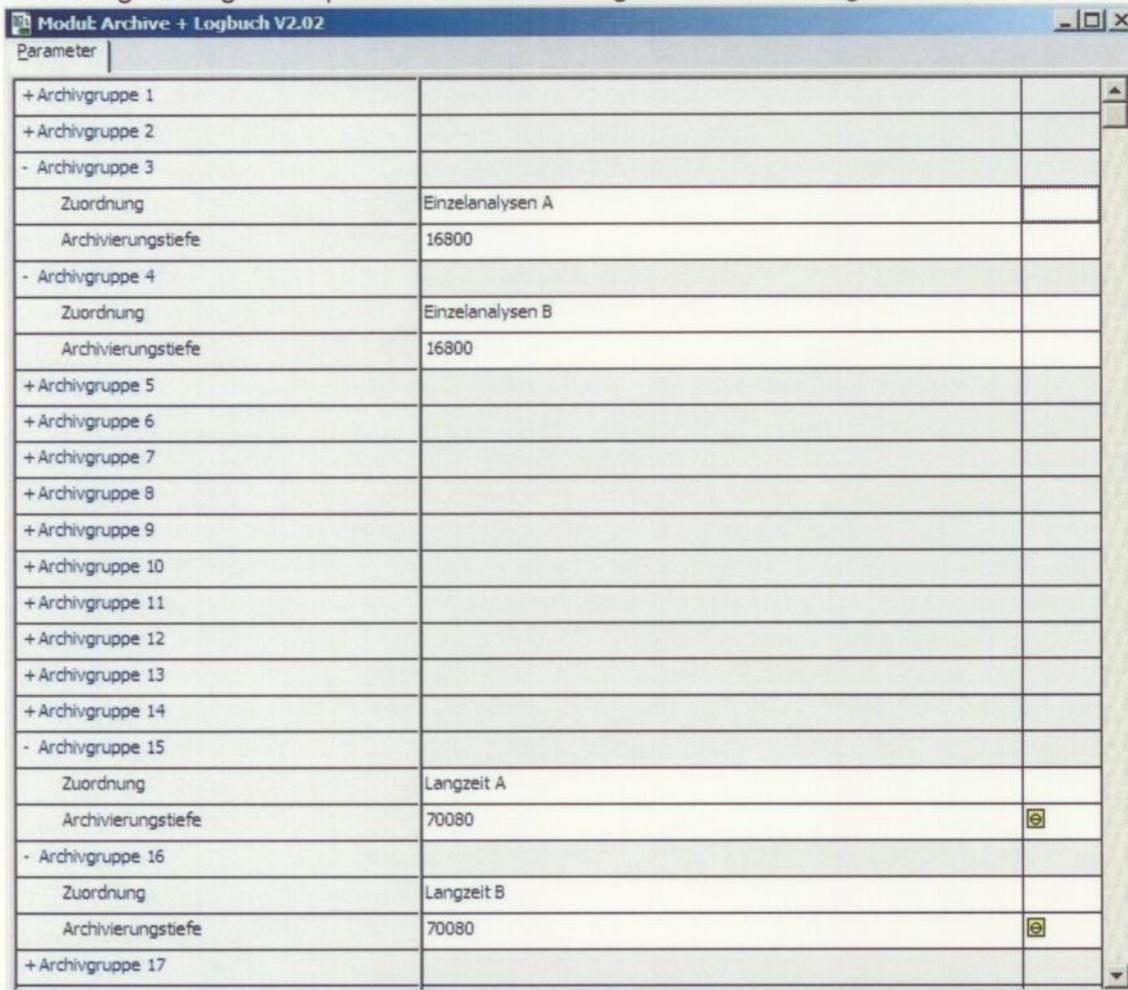
*Memory controller unit*

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 parametriert:

- 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.) parametriert.

Diese Parametrierung ist mit Hilfe des Programms „Gasworks“ mit dem Modul Archive zu prüfen. Abbildung 19 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	<input checked="" type="checkbox"/>
- Archivgruppe 16		
Zuordnung	Langzeit B	
Archivierungstiefe	70080	<input checked="" type="checkbox"/>
+ Archivgruppe 17		

Abbildung 19: Speichereinstellung gasnet-Prozessrechner bei 2-strömigem Betrieb.

## 5.4 Kalibrier- und Justierverfahren

### Calibration-/adjustment procedure

Der PGC kann wahlweise für alle Komponenten ausschließlich mittels des Kalibriergases nach 2.1.1 kalibriert werden (Einpunktkalibrierung), oder für Methan mit einer Zweipunktkalibrierung mit reinem Methan als weiteren Punkt konfiguriert werden. Alle übrigen Komponenten werden immer einpunktkalibriert.

### 5.4.1 Zusammensetzung des Kalibriergases

#### Composition of the calibration gas

Die im Gerät hinterlegte Zusammensetzung des Kalibriergases, der Wert für den Brennwert und die Dichte im Normzustand muss mit der zertifizierten Zusammensetzung des Kalibriergases übereinstimmen. Die Werte können am Prozessrechner des EnCal 3000 Biogas über das Bedienfeld unter dem Eintrag „Eichkonfiguration“ eingesehen werden.

Die Zusammensetzung des Kalibriergases kann alternativ auch mit der Software RGC 3000 unter Automation im Fenster „Peak Identification“ eingesehen werden. Die Werte für jedes Analysenmodul stehen für die Einpunktkalibrierung unter Level 1 und für die Zweipunktkalibrierung unter Level 8.

### 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 20 dargestellt, ausgewählt sein und der Eintrag „1“ bei „Once Every n days“ gesetzt sein.

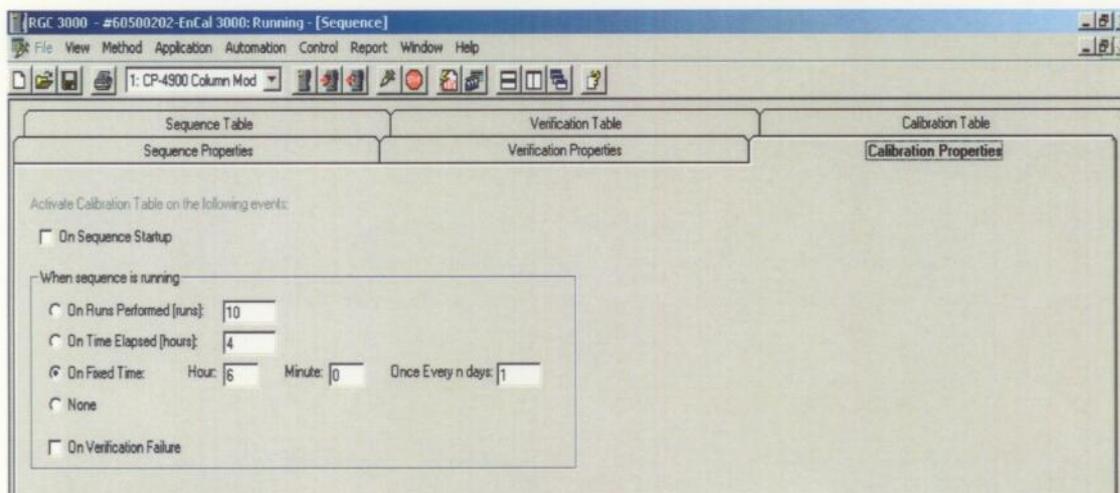


Abbildung 20: Einstellung des Kalibrierintervalls

Weiterhin muss die in Abbildung 21 dargestellte Parametrierung der Anzahl der Kalibriermessungen vorgegeben sein. Es findet eine Mittelwertbildung der Messungen 2 und 3 statt, die erste Messung wird verworfen.

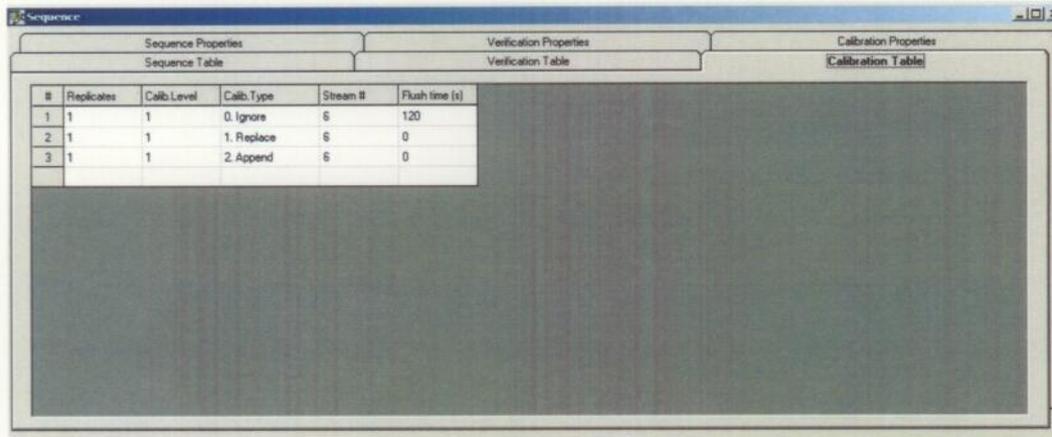


Abbildung 21: Einstellung der Kalibrierläufe exemplarisch für die Einpunktkalibrierung (Calb. Level = 1)

Zudem ist zu prüfen, dass mit Hilfe der Peakfläche eines Kalibriergases die Responsefaktoren für jede Komponente gebildet werden. Dazu wird im Menü Methode das Fenster „Peak Calibration“ gewählt und für jede Komponente (9 Analyten) beider Kanäle folgende Einstellung geprüft:

- 1) Response Mode= Area
- 2) Total Calibration Levels= 1 für die Einpunktkalibrierung  
 Total Calibration Levels= 2 für die Zweipunktkalibrierung
- 3) Calibration Check= Haken gesetzt

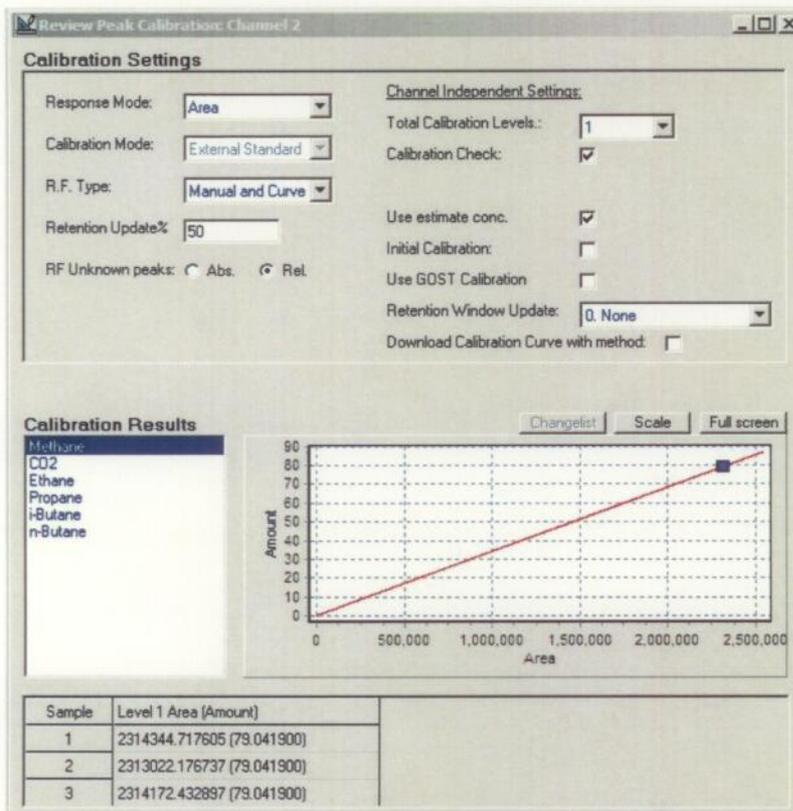


Abbildung 22: Einstellung der Einpunktkalibrierung am Beispiel Methan auf Channel 2

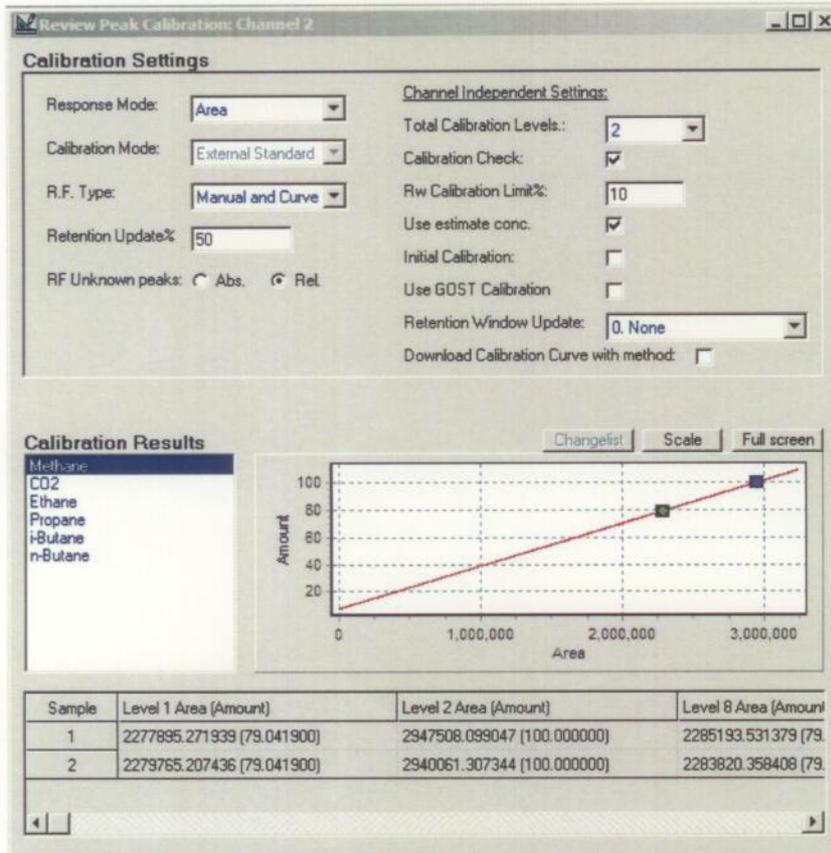


Abbildung 23: Einstellung der Zweipunktkalibrierung am Beispiel Methan auf Channel 2

Das Setzen des Parameters „Initial Calibration“ erzeugt eine Basiskalibrierung, deren Responsefaktoren bei jeder Kalibrierung mit den jeweils neu ermittelten Werten verglichen werden. Die maximal tolerierte Abweichung für jede Komponente ist im Fenster „Peak Identification“ als Parameter „InitialRF%“ festgelegt. Ferner wird die Kalibrierung mit der jeweils vorherigen verglichen, die maximal tolerierte Abweichung wird mit dem Parameter „CurrentRF%“ festgelegt. Beide Parameter sind im Rahmen dieser Bescheinigung festgelegt und entsprechend den Abbildungen 24 und 25 für die Einpunktkalibrierung und entsprechend den Abbildungen 26 und 27 für die Zweipunktkalibrierung zu parametrieren. Weiterhin wird mit diesen Abbildungen geprüft, dass der Parameter „Thru origin“ für alle Analyten außer für Methan bei der Zweipunktkalibrierung gesetzt ist und kein fester manueller Kalibrierfaktor („Manual RF“) gesetzt ist.

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	Level 4
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Hydrogen	1	26.3	1	1		0. Nearest		0.9994	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Oxygen	2	36.90613	5	5		0. Nearest		1.9699	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Nitrogen	3	55.43698	8	8		0. Nearest		7.9835	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	CH4	4	76.98121	12	12		0. Nearest		79.0419	0	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 R/w	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadratic coeff.
1	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	3.04719841841414E-05	0
2	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	2.9106761236959E-04	0
3	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	3.47207624001659E-04	0
4	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.35366176451727E-04	0

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	R/w factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2:A%	GOST-R7 T2:B%	GOST-R7 A.T1:A%	GOST
1	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
2	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
3	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
4	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	100	100	0	0	0	0

#	Cubic coeff.	R/w factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2:A%	GOST-R7 T2:B%	GOST-R7 A.T1:A%	GOST-R7 A.T1:B%
1	0	1	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
2	0	1	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
3	0	1	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
4	0	1	<input type="checkbox"/>	0	100	100	0	0	0	0

Abbildung 24: Kalibrierparameter Channel 1 für die Einpunktkalibrierung

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 4
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Methane	1	19.5	2	2		0. Nearest		79.0419	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	CO2	2	23.18439	2	2		0. Nearest		2.0026	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Ethane	3	26.55647	2	2		0. Nearest		3.9804	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Propane	4	54.43363	5	5		0. Nearest		2.9943	0	0	0
5	<input checked="" type="checkbox"/>	i-Butane	5	132.3906	10	10		0. Nearest		0.5003	0	0	0
6	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Butane	6	199.8986	10	10		0. Nearest		0.4977	0	0	0

#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 R/w	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadratic coeff.
1	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	3.4448693004374E-05	0
2	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	2.50097631484721E-05	0
3	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	2.29611773801473E-05	0
4	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.85385086172119E-05	0
5	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.68772592185169E-05	0
6	0	0	0	0	0	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.95218016803173E-05	0

#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	R/w factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2:A%	GOST-R7 T2:B%	GOST-R7 A.T1:A%	GOST
1	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	10	10	0	0	0	0
2	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	10	10	0	0	0	0
3	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	10	10	0	0	0	0
4	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	15	15	0	0	0	0
5	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	25	25	0	0	0	0
6	0	0	1	<input type="checkbox"/>	0	25	25	0	0	0	0

GOST-R7 A.T1:B%
0
0
0
0
0
0

Abbildung 25: Kalibrierparameter Channel 2 für die Einpunktkalibrierung

Peak Identification / Calibration: Channel 1													
#	Active	Peak Name	ID	Ret. Time	Ret. Ret. Window	Abs. Ret. Window	Reference	Selection Mode	Rel. Ret. Peak	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Hydrogen	1	26.3	1	1		0. Nearest		0.9994	0	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	Oxygen	2	36.90813	5	5		0. Nearest		1.9899	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Nitrogen	3	55.43898	8	8		0. Nearest		7.9935	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	CH4	4	76.98121	12	12		0. Nearest		79.0419	100	0	0

Peak Identification / Calibration: Channel 1												
#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 R w	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadratic coeff.
1	0	0	0	0	0.9994	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	2.9791836367898E-05	0
2	0	0	0	0	1.9899	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	2.84639823379597E-04	0
3	0	0	0	0	7.9935	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	3.39362611305906E-04	0
4	0	0	0	0	79.0419	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.31317076507286E-04	0

Peak Identification / Calibration: Channel 1											
#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1A%	GOST
1	0	0	1.01995255096139	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
2	0	0	1.02074254701931	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
3	0	0	1.01919180817985	<input type="checkbox"/>	0	5	5	0	0	0	0
4	0	0	1.03077539629466	<input type="checkbox"/>	0	100	100	0	0	0	0

GOST-R7 A.T1.B%	
0	
0	
0	
0	

Abbildung 26: Kalibrierparameter Channel 1 für die Zweipunktkalibrierung

Peak Identification / Calibration: Channel 2													
#	Active	Peak Name	ID	Ret. Time	Ret. Ret. Window	Abs. Ret. Window	Reference	Selection Mode	Rel. Ret. Peak	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4
1	<input checked="" type="checkbox"/>	Methane	1	19.5	2	2		0. Nearest		79.0419	100	0	0
2	<input checked="" type="checkbox"/>	CO2	2	23.18439	2	2		0. Nearest		2.0026	0	0	0
3	<input checked="" type="checkbox"/>	Ethane	3	26.55647	2	2		0. Nearest		3.9804	0	0	0
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Propane	4	54.43363	5	5		0. Nearest		2.9943	0	0	0
5	<input checked="" type="checkbox"/>	i-Butane	5	132.3906	10	10		0. Nearest		0.5003	0	0	0
6	<input checked="" type="checkbox"/>	n-Butane	6	199.8986	10	10		0. Nearest		0.4977	0	0	0

Peak Identification / Calibration: Channel 2												
#	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	Level 8 R w	Curve Type	Thru origin	RF other peak	Rel. R.F.	Intercept coeff.	Linear coeff.	Quadratic coeff.
1	0	0	0	0	79.0419	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	7.21750499644787	3.15180980806229E-05	0
2	0	0	0	0	2.0026	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	2.52108621308962E-05	0
3	0	0	0	0	3.9804	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	2.31291661331435E-05	0
4	0	0	0	0	2.9943	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.86702141257652E-05	0
5	0	0	0	0	0.5003	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.70171448342812E-05	0
6	0	0	0	0	0.4977	0. Linear	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0	1.56745568362292E-05	0

Peak Identification / Calibration: Channel 2											
#	Quadratic coeff.	Cubic coeff.	Rw factor	Manual RF	Manual RF	InitialRF%	CurrentRF%	GOST-R7 T2A%	GOST-R7 T2B%	GOST-R7 A.T1A%	GOST
1	0	0	0.997741516007605	<input type="checkbox"/>	0	10	10	0	0	0	0
2	0	0	0.99823855819632	<input type="checkbox"/>	0	10	10	0	0	0	0
3	0	0	0.998498133702374	<input type="checkbox"/>	0	10	10	0	0	0	0
4	0	0	0.998358577127593	<input type="checkbox"/>	0	15	15	0	0	0	0
5	0	0	0.997947450491336	<input type="checkbox"/>	0	25	25	0	0	0	0
6	0	0	0.997730208097387	<input type="checkbox"/>	0	25	25	0	0	0	0

GOST-R7 A.T1.B%	
0	
0	
0	
0	
0	
0	

Abbildung 27: Kalibrierparameter Channel 2 für die Zweipunktkalibrierung

Mit Hilfe der Abbildungen 24 und 25 bzw. 26 und 27 ist weiterhin zu prüfen, dass bis auf Schwefelwasserstoff keine weiteren Analyten eingetragen sind.

## 6 Sicherungsmaßnahmen

*Security measures*

### 6.1 Mechanische Siegel

*Mechanical seals*

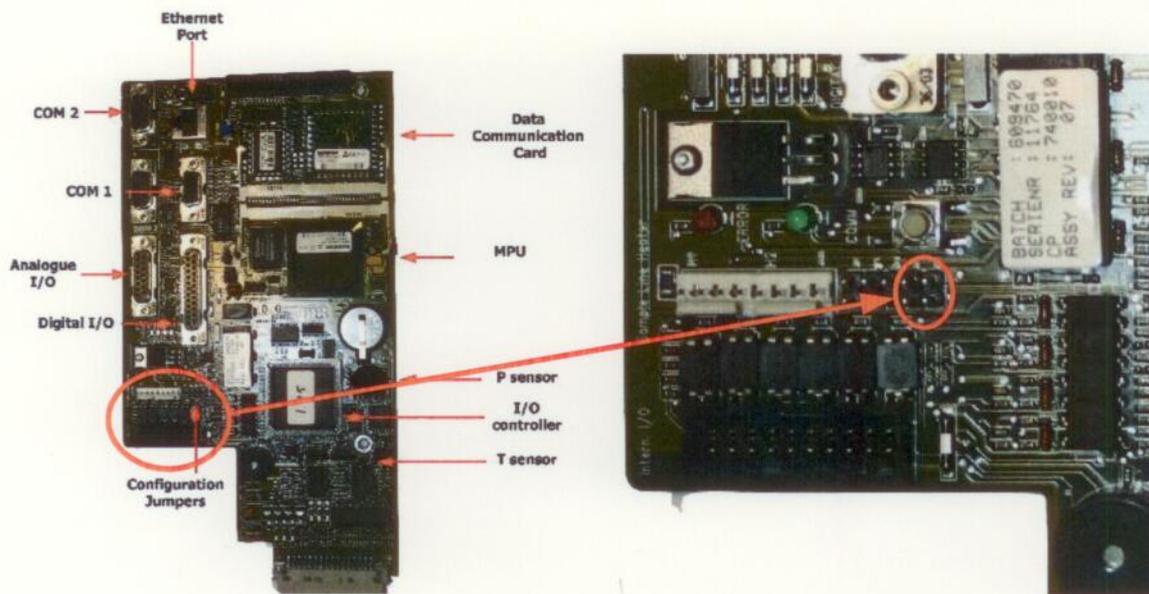


Abbildung 28: Sicherung der Messwerkparameter mittels Hardware-Jumper im Messwerk unter der Haube.

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 29.



Abbildung 29: externer Eichschalter mit separatem Gehäuse

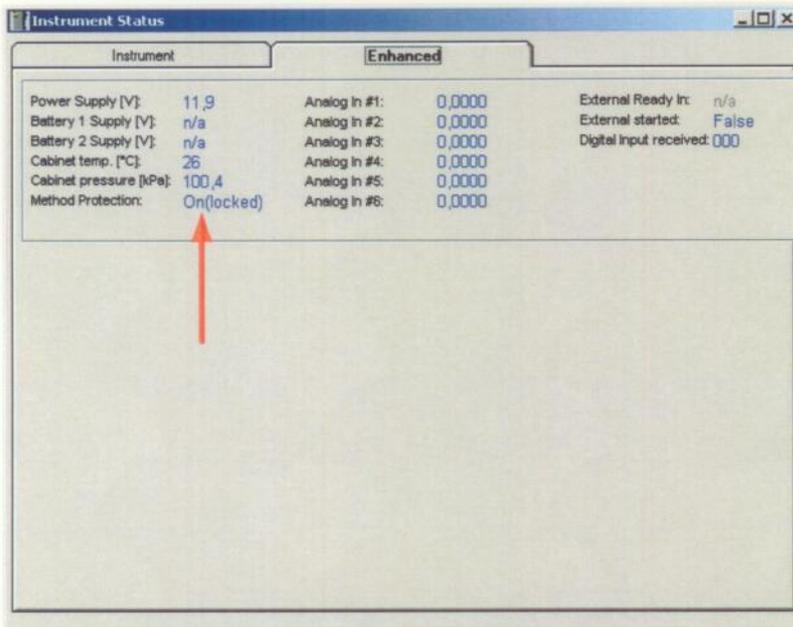
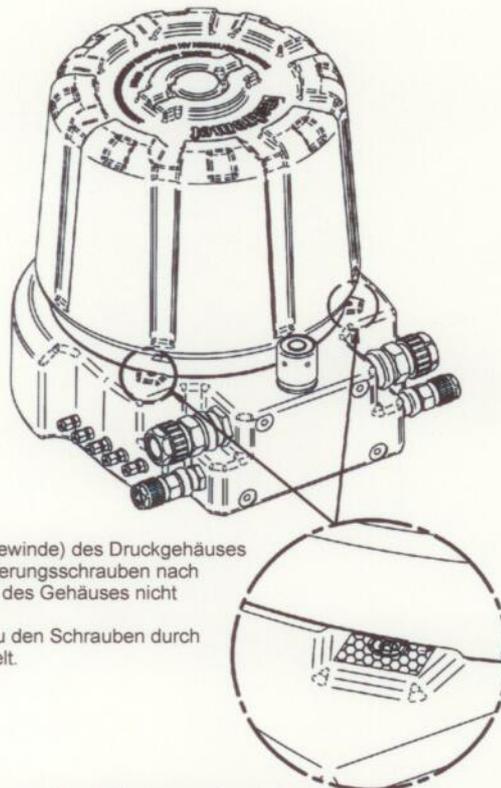


Abbildung 30: Anzeige des Parametrierschutzes vom Messwerk in der RGC3000-Software



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 Sicherungsklebbanden versiegelt.

Abbildung 31: 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.

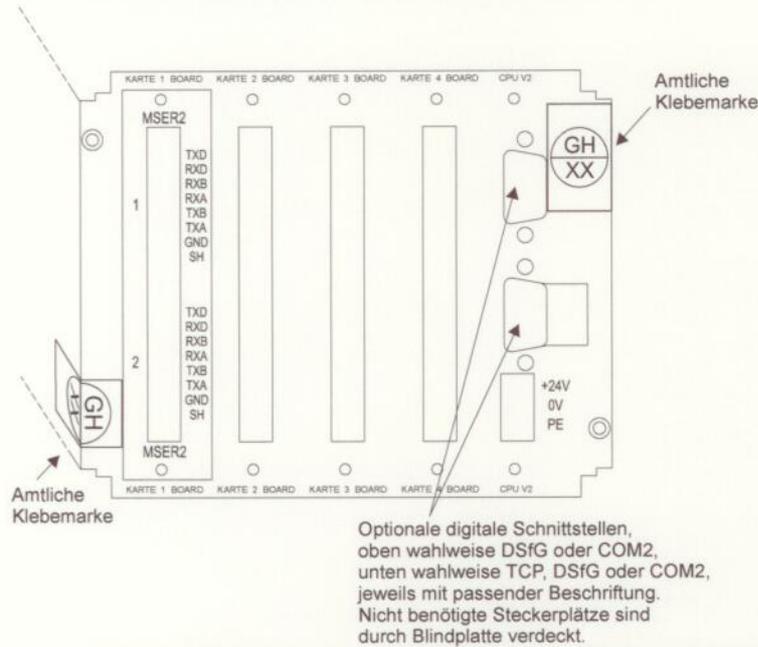
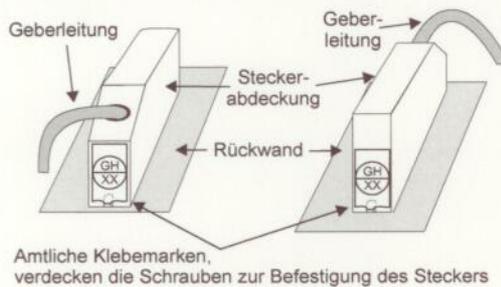


Abbildung 32: Sicherung des Prozessrechnergehäuses, Bsp. Gerät in 1/3 Baubreite

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:

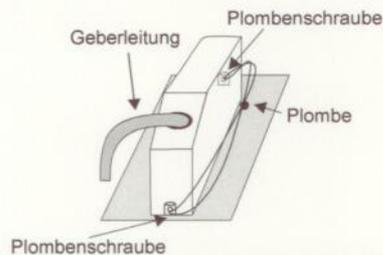


Abbildung 33: Sicherung der Kabelverbindung zwischen Messwerk und Prozessrechner, Anschluss am Rechner.

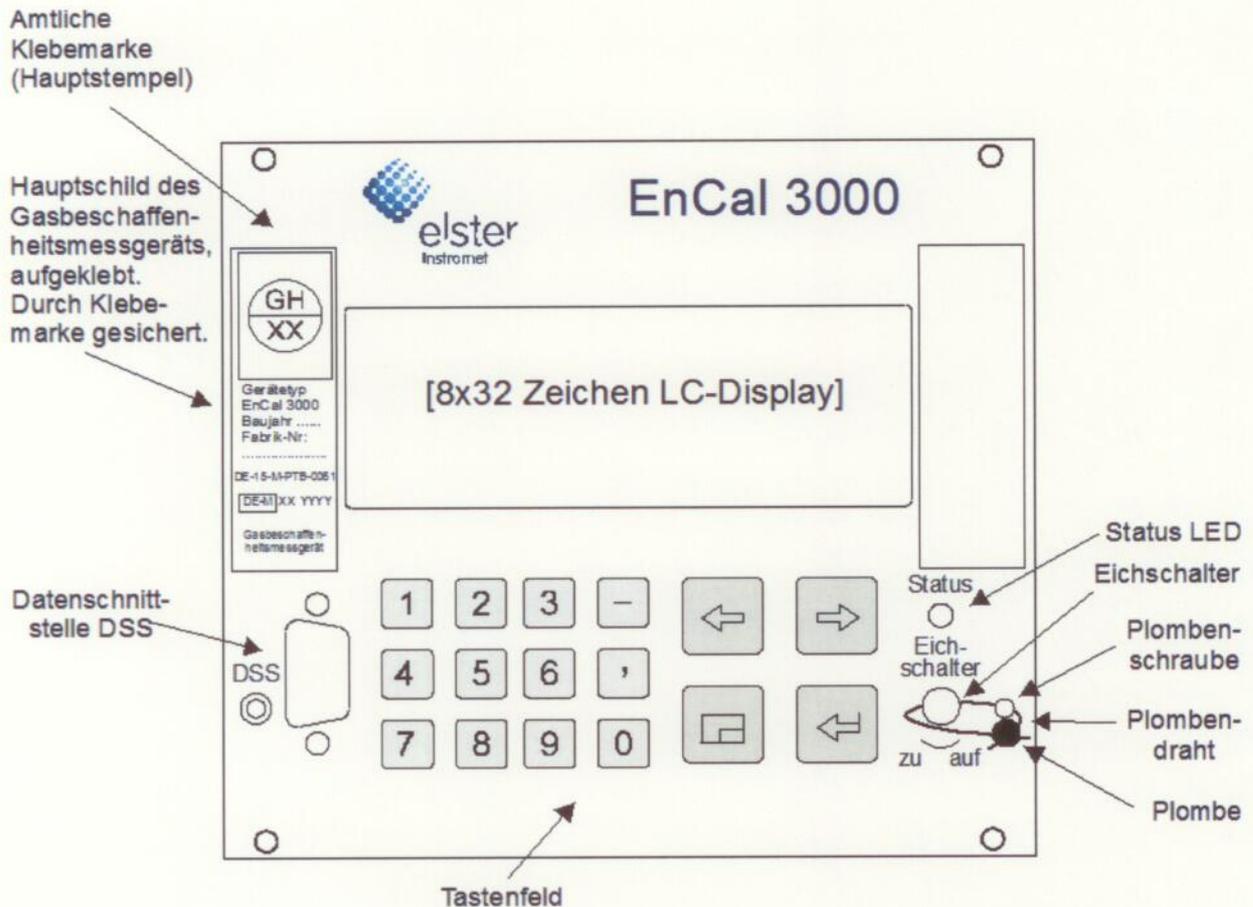


Abbildung 34: Sicherung der Parameter des Prozessrechners mit dem Eichschalter, Bsp. Gerät in 1/3 Baubreite

## 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 35 zu versehen.



Abbildung 35: Hauptschild EnCal 3000 Biogas

Der Prozessrechner wird frontseitig mit einem reduzierten Hauptschild nach Abbildung 34 versehen.

## 8 Abbildungen

Figures

-keine-