

Gasbeschaffheitsrekonstruktion im regionalen HD-Netz der Gasversorgung Thüringen GmbH (ThüringenGas)

1. Ausgangssituation

Die Gasversorgung Thüringen GmbH (ThüringenGas) versorgt auf einer Fläche von 10.200 km² des Freistaates Thüringen (entspricht 63 % der Gesamtfläche) mehr als 110.000 Haushalt- und Kleingewerbekunden sowie ca. 1000 Sondervertragskunden mit dem Energieträger Erdgas. Sie bezieht ihr Erdgas über 45 Bezugsstationen von 5 Vorlieferanten und liefert es über ein eigenes Transport- und Verteilungsnetz mit einer Gesamtröhrlängung von rd. 6.000 km in der vertraglich vereinbarten Qualität und Quantität an jeden Kunden (Bild 1).

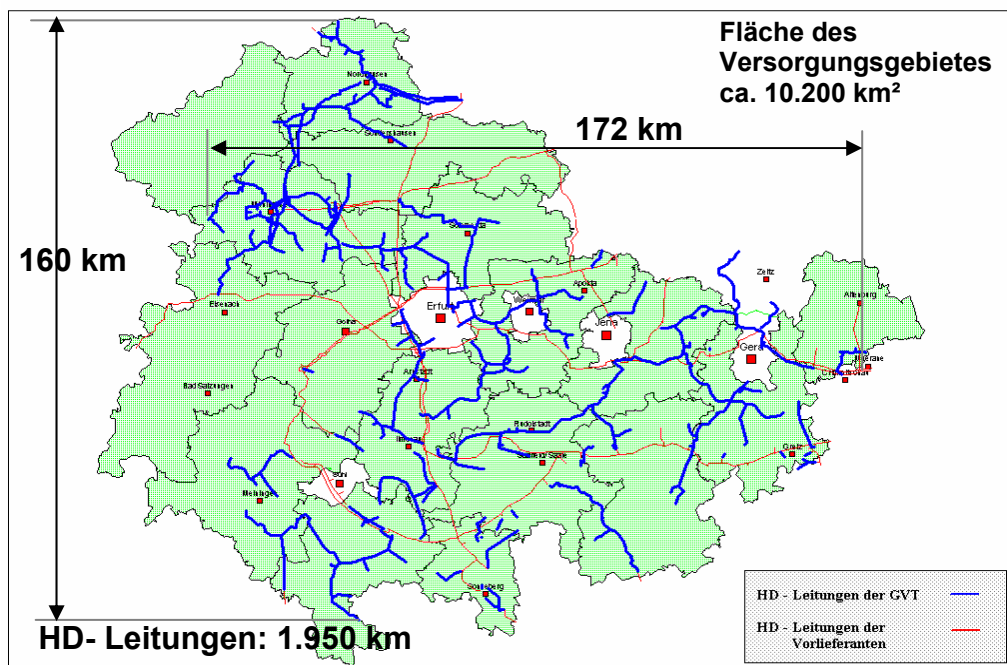


Bild 1: Versorgungsgebiet der Gasversorgung Thüringen GmbH (ThüringenGas)

Bei den zum Einsatz kommenden Erdgasen handelt es sich um Brenngase der 2. Gasfamilie, von denen gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260, vier der Gruppe H und eins der Gruppe L zuzuordnen sind. Sie stammen aus verschiedenen Vorkommen, werden auf dem Wege bis nach Thüringen in den Transitleitungen und Speichern mit anderen Brenngasen gemischt und besitzen deshalb schwankende Gasbeschaffheiten. Dies gilt sowohl für den Wobbe-Index, ein Parameter zur Bewertung der Austauschbarkeit und zur Gewährleistung eines einwandfreien brenntechnischen Verhaltens (G 260) von Erdgasen, als auch für den Brennwert, die Grundlage für die thermische Gasabrechnung der Kunden (DVGW-Arbeitsblattes G685). Die Brennwerte der in Thüringen zum Einsatz kommenden Erdgase liegen im Bereich von 9,9 bis 12 kWh/m³. Sie werden in der Regel von den Vorlieferanten an repräsentativen Punkten ihres Netzes mit Hilfe von geeichten Gaschromatographen gemessen und durch Rekonstruktion der Strömungsverhältnisse für größere Netzbereiche bestimmt (Bild 2).

Im regionalen Transport- und Verteilungsnetz von ThüringenGas führt der Bezug von Erdgas mit unterschiedlichen Gasbeschaffenheiten durch die instationären Druck- und Flussverhältnisse im vermaschten Netz zur Herausbildung von Misch- und Pendelzonen mit variablen Brennwerten. Eine technisch exakte Erfassung und Auswertung aller sich einstellenden Brennwerte mit Hilfe von Gaschromatographen ist auf Grund der hohen Kosten für den Aufbau der dafür erforderlichen Messinfrastruktur z.Z. nicht möglich. Zur eindeutigen Bestimmung der Brennwerte in regionalen Transport- und Verteilungsnetzen bietet sich deshalb in Übereinstimmung mit dem DVGW-Arbeitsblatt G 685 folgende Kompromisslösung an:

Mengewichtete Berechnung der Gasbeschaffenheit für überschaubare Teilnetze auf der Grundlage

- exakt gemessener Gasbeschaffenheitswerte und Volumenströme an ausgewählten Bezugspunkten und
- Rekonstruktion der Volumenströme und Gasbeschaffenheitswerte an beliebigen Ein- und Ausspeisepunkten des vermaschten Netzes.

Für die Berechnung der Volumenströme dienen Simulationsprogramme, mit denen die Strömungsverhältnisse im jeweiligen Netz in Echtzeit abgebildet werden können. Derartige Rekonstruktionssysteme nutzen in der Regel eine Vielzahl von Druck- und Flussmessungen. Die gewonnenen Daten werden online in zentrale Datenverarbeitungsanlagen übertragen und dort für die Berechnung der Strömungsverhältnisse und Brennwerte im Gasnetz eingesetzt.

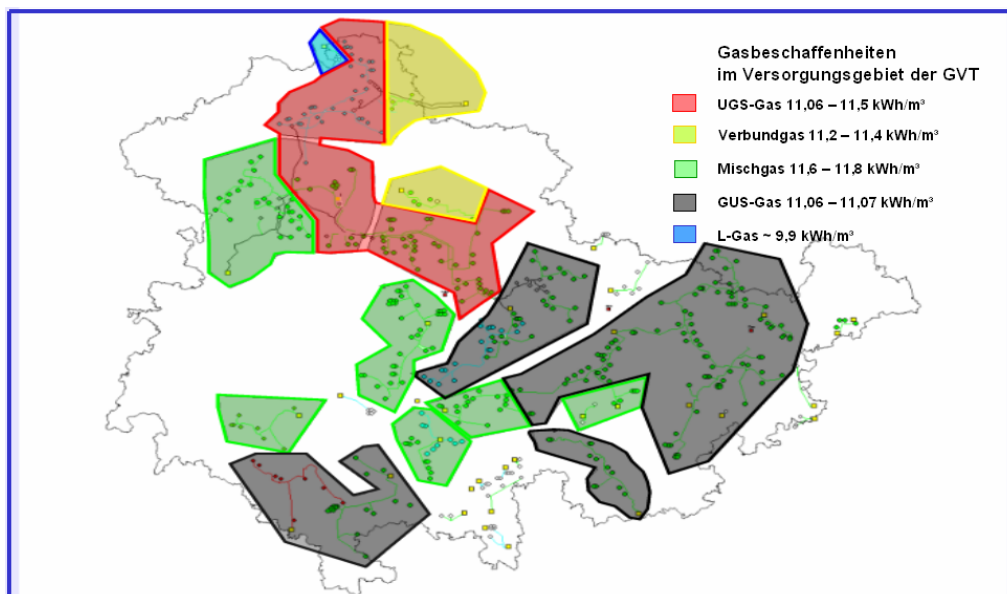


Bild 2: Gasbeschaffenheiten im Versorgungsgebiet der GVT

2. Konventionelle Verfahren zur Bestimmung der Abrechnungsbrennwerte

Die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes bei zeitlicher Änderung des Einspeisebrennwertes an einer oder mehreren Einspeisestellen eines Netzes wird im Pkt. 5 des DVGW-Arbeitsblattes G 685 ausführlich beschrieben. Der Einsatz dieser Verfahren beschränkt sich jedoch auf Erdgase mit relativ geringen Brennwertunterschieden.

Prinzipiell zulässig ist die Berechnung eines

- arithmetischen Monatsmittels für den Abrechnungsbrennwert

Das arithmetische Monatsmittel des Abrechnungsbrennwertes $\bar{H}_{O,arithm}$ kann aus der Summe aller Tagesmittel der Einspeisebrennwerte $H_{O,n}$ vom Vorlieferanten, geteilt durch die Anzahl i (Tage/Monat), berechnet werden:

$$\bar{H}_{O,arithm} = \frac{\sum_{n=1}^i H_{O,n}}{i}$$

- und eines gewogenen Monatsmittels für den Abrechnungsbrennwert

Das gewogene Monatsmittel des Abrechnungsbrennwertes $\bar{H}_{O,gew}$ kann aus der Summe der Produkte von täglicher Gasabgabe in Normkubikmeter Q_n und dazugehörigem Tagesmittel des Einspeisebrennwertes $H_{O,n}$ vom Vorlieferanten, geteilt durch die gesamte Monatsmenge, berechnet werden:

$$\bar{H}_{O,gew} = \frac{\sum_{n=1}^i H_{O,n} Q_n}{\sum_{n=1}^i Q_n}$$

Beide Verfahren dürfen nur dann eingesetzt werden, wenn die Einspeisebrennwerte nicht mehr als 2 % von den berechneten mengengewogenen Mittelwerten abweichen.

Werden in einem regionalen Versorgungsnetz über längere Zeit Gase mit unterschiedlichen Brennwerten (> 2% Abweichung vom mengengewogenen Mittelwert) eingespeist, so sind zur Bestimmung der Brennwerte an allen Abgabepunkten in Abstimmung mit der Eichaufsichtsbehörde geeignete Ersatzverfahren zu entwickeln und einzuführen.

Im DVGW - Arbeitsblatt G 685 werden in diesem Fall folgende Alternativen vorgeschlagen:

- eine Auftrennung des Netzes in Teilnetze mit gleichen Gasbeschaffenheiten oder
- die Messung der Brennwerte an allen Abgabe- oder Mischpunkten.

Weil eine stündliche Messung der Brennwerte an allen Abgabe- und Mischpunkten im regionalen Transportnetz von ThüringenGas aus wirtschaftlichen Gründen nicht zu vertreten ist, wurde von Anfang an auf die Variante „Auftrennung des Netzes in Teilnetze mit gleichen bzw. ähnlichen Brennwerten“ orientiert.

3. GANESI – Grundlage für die Rekonstruktion der Gasbeschaffenheiten im regionalen HD-Netz von ThüringenGas

Mit dem Ziel, ein modernes Verfahren für die Gasbezugsoptimierung und Netzsteuerung zu schaffen, hat ThüringenGas 1996 begonnen, für sein regionales HD-Netz eine prozessbegleitende Gasnetzsimulation aufzubauen. Eine derartige Netzsimulation erfordert in der Regel eine flächendeckende hoch entwickelte Messinfrastruktur. Praktisch an jeder Ein-

und Ausspeisestelle im Netz müssen im Zeitintervall von wenigen Minuten die aktuellen Drücke und Flüsse gemessen, ihre Werte in die Leitstelle übertragen und dort dem Simulationsprogramm für die Berechnung der instationären Strömungsverhältnisse bereitgestellt werden. Im regionalen Hochdrucknetz von ThüringenGas war eine derartige Messinfrastruktur nicht vorhanden. Sie konnte und kann auch in absehbarer Zeit, angesichts der dafür erforderlichen Kosten, nicht geschaffen werden. 1996 wurden nur 80 % der maximalen Tagesbezugsleistung und 5 % der maximalen Absatzleistung online gemessen. Heute, im Jahre 2004, liegen diese Werte bei 85 bzw. 10 %.

Angesichts einer derartig unzureichenden Messinfrastruktur war von Anfang an klar, dass der Aufbau der prozessbegleitenden Gasnetzsimulation nur mit einem Minimum an Messwerten erfolgen kann. Die Entscheidung von ThüringenGas für den Einsatz des Gasnetzsimulationssystem „GANESI“ war deshalb auch maßgeblich von diesen Bedingungen geprägt.

Mit dem Programmpaket GANESI, das aus mehreren Modulen besteht, kann vorausschauend der Netzzustand (Druck- und Flussverlauf) in Abhängigkeit von den prognostizierten zeitvariablen Abnahmen und den geplanten Steuerungsmaßnahmen für die nächsten Stunden berechnet werden. Voraussetzung für diese „vorausschauende Simulation“ ist jedoch, dass der momentane Netzzustand – berechnet aus der prozessbegleitenden Simulation – als Startwert bekannt ist. Zur Absicherung der Aussagen über diesen Startwert mit nur wenigen Messwerten wurde ein im System integrierter Luenberger Zustandsbeobachter (GANBEO) eingesetzt. Das Programmsystem GANBEO basiert auf dem gleichen Netzmodell wie GANESI, benötigt aber zur Beobachtung der realen Strömungsvorgänge im gesamten Netz nur einige lokale Druck- und Flusswerte sowie Angaben über den aktuellen Schaltzustand und seine Topographie.

Durch die „Zerlegung“ des HD-Netzes von ThüringenGas in 26 Teilnetze und durch den zielgerichteten Einsatz des Zustandsbeobachters GANBEO in jedem dieser Teilnetze konnte bis zum Ende des Jahres 2000 in enger Zusammenarbeit mit der PSI AG, dem Institut für Elektrische Energietechnik der TU Clausthal und der DBI Gas und Umwelttechnik GmbH Leipzig die prozessbegleitende Gasnetzsimulation erfolgreich aufgebaut und getestet werden.

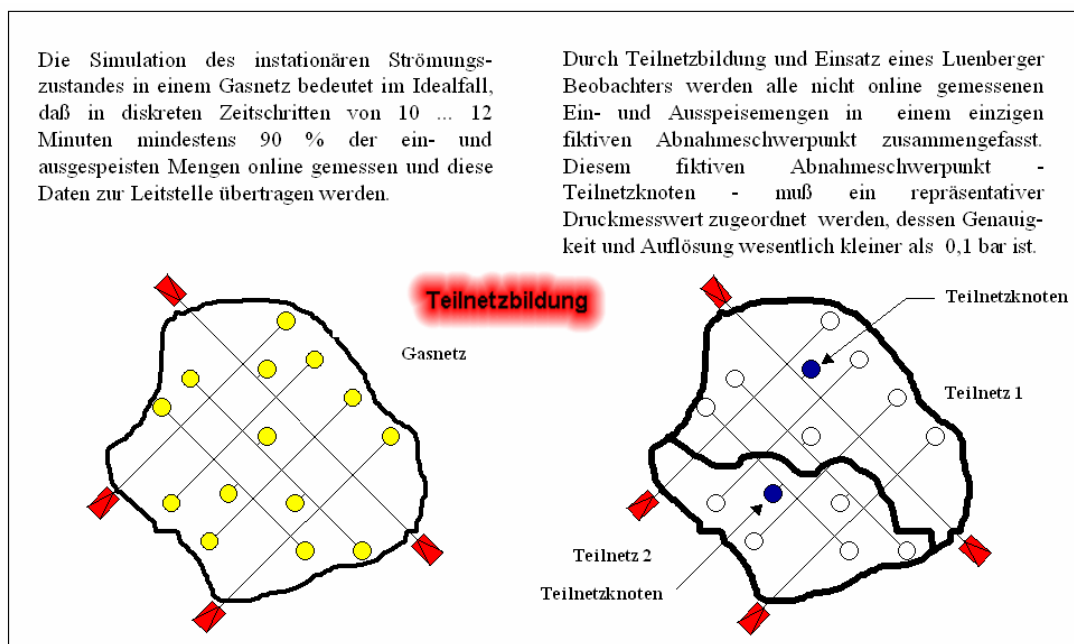


Bild 3: Prinzip der Teilnetzbildung

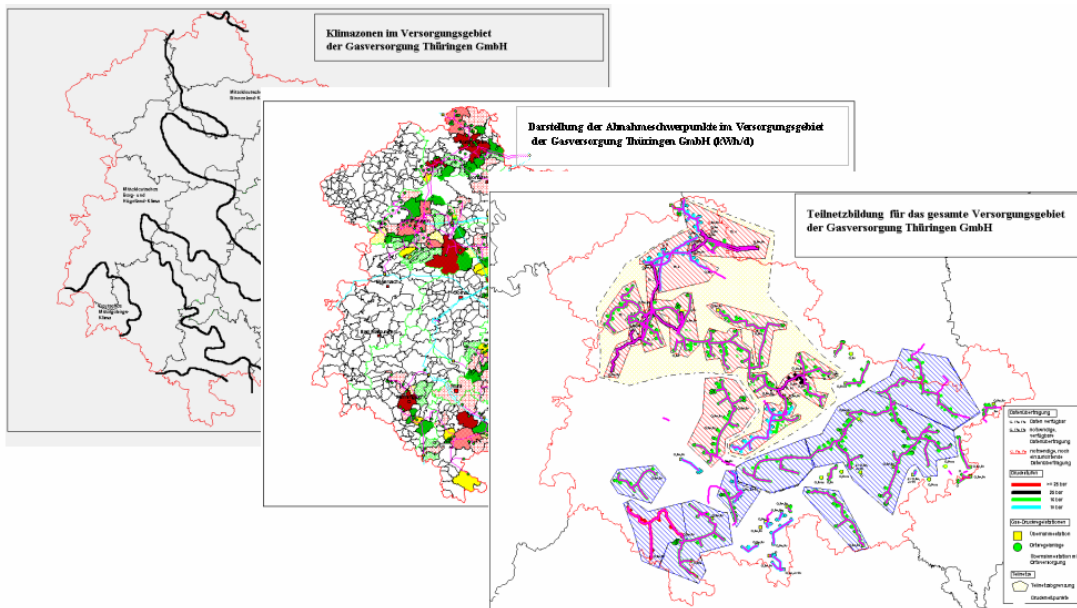


Bild 4: Grundlagen für die Teilnetzbildung

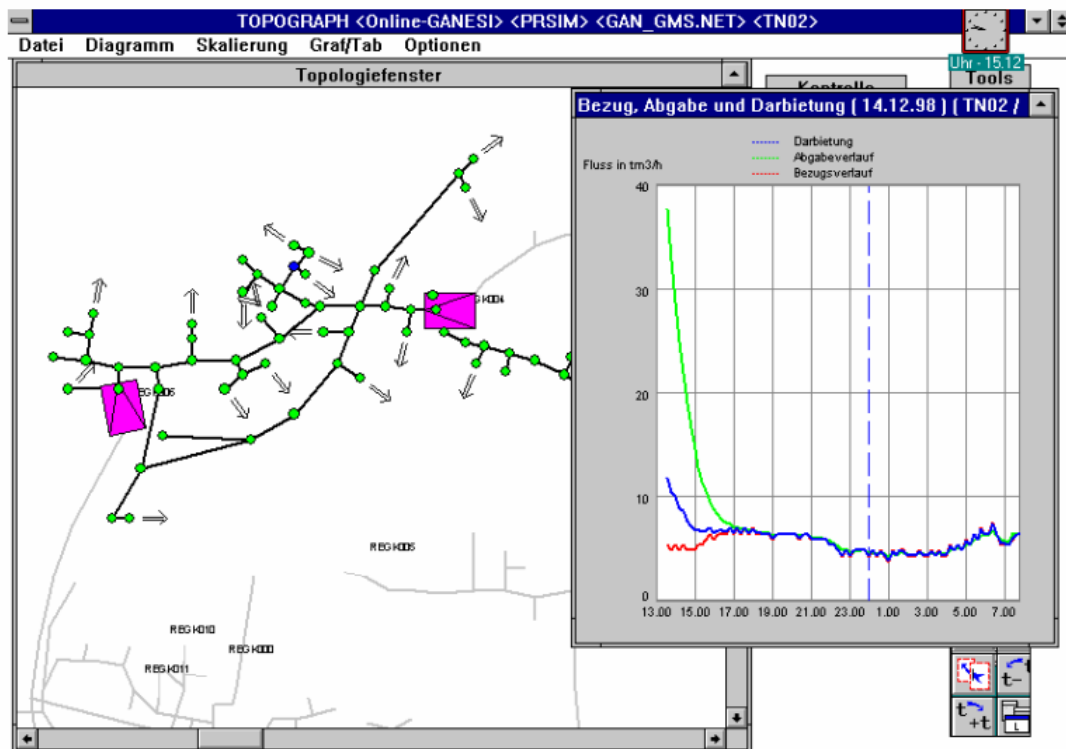


Bild 5: Einschwingvorgang des Luenberger Beobachters (GANBEO) in einem Teilnetz

Ein Teilnetz definiert einen hydraulisch zusammenhängenden Netzbereich, in dem alle Zu- und Abflüsse bekannt sind und in dessen Abnahmeschwerpunkt (Teilnetzknotten) durch eine repräsentative Druckmessung (Messabweichung $< 0,25\%$) die nicht gemessene Abnahmemenge (auch Fehlmenge genannt) mit dem Luenberger Beobachter (GANBEO) bestimmt wird (Bild 3).

Die Festlegung der 26 Teilnetze erfolgte auf der Grundlage von definierten Klimazonen, Abnahmeschwerpunkten und Druckstufen (Bild 4).

Der Fluss des Gases in bzw. aus jedem Teilnetz wird sowohl mit geeichten Mengenmessgeräten als auch aus den simulierten Strömungsverhältnissen bestimmt.

Das beim Aufbau der prozessbegleitenden Gasnetzsimulation gewählte Konzept „Messungen durch Berechnungen ersetzen“, hat sich bewährt. Seit mehr als drei Jahren läuft die Netzsimulation stabil. Die Abweichungen zwischen berechneten und gemessenen Drücken liegen im Bereich der Messgenauigkeit ($\pm 2\%$). Auf der Grundlage der beobachteten Fehlmengen wurden außerdem für jedes Teilnetz Mengenbilanzen durchgeführt. Auch in diesem Fall lagen die Abweichungen zwischen den Mess- und Rechenwerten im Bereich $\pm 2\%$.

Bild 5 zeigt den typischen Einschwingvorgang des Luenberger Beobachters (GANBEO) in einem Teilnetz, der beim Neustart des Programms über einen Zeitraum von ca. 4 Stunden verläuft.

3. Entwicklung eines Programms für die Gasbeschaffenheitsrekonstruktion

Das in der Vergangenheit bei ThüringenGas zum Einsatz gekommene Verfahren für die Gasbeschaffenheitsrekonstruktion entsprach nicht den hohen Anforderungen eines modernen Energiemarktes. Es musste deshalb dringend durch ein transparentes, d. h. durch ein für jeden Kunden nachvollziehbares Verfahren ersetzt werden. Die prozessbegleitende Gasnetzsimulation in den 26 Teilnetzen bildet dafür eine gute Grundlage. Um dem Anliegen des DVGW-Arbeitsblattes G 685 zur Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes im vollen Umfang gerecht zu werden, mussten für den Aufbau einer flächendeckenden Gasbeschaffenheitsrekonstruktion im Versorgungsgebiet von ThüringenGas neben den 26 Teilnetzen auch die in der Simulation nicht erfassten Netzbereiche integriert werden. Dies erfolgte durch die Bildung und messtechnische Erfassung von weiteren 31 Inselnetzen. Jedes Inselnetz besitzt in der Regel eine Bezugsstation, die mit zugelassenen und geeichten Messgeräten für die Druck- und Flussmessung ausgerüstet ist. Außerdem sind die Gasbeschaffenheitsdaten vom Vorlieferanten bekannt. Die Gasbeschaffenheitsrekonstruktion in den 31 Inselnetzen erfolgt demnach in voller Übereinstimmung mit den Festlegungen des DVGW-Arbeitsblattes G 685.

Eine etwas kompliziertere Situation ergibt sich bei der Gasbeschaffenheitsrekonstruktion in den 26 Teilnetzen auf der Basis der prozessbegleitenden Gasnetzsimulation. Für jedes dieser Teilnetze wird der mengengewogene Brennwert entweder auf der Grundlage der vom Vorlieferanten gemessenen stündlichen Einspeisemengen und Einspeisebrennwerte oder/und auf der Grundlage der mit GANESI simulierten Zu- und Abflüsse berechnet. Jeder Brennwert wird demnach unter Berücksichtigung der konkreten Strömungsverhältnisse und der sich bildenden Misch- und Pendelzonen in und zwischen den Teilnetzen bestimmt. Bild 5 demonstriert diesen Zusammenhang für 13 miteinander gekoppelte Teilnetze im Raum Nordthüringen. Mit Hilfe dieses Verfahrens können im Prinzip die Gasbeschaffenheitsdaten (Brennwerte, CO_2 -, H_2 - Gehalt, Gasdichte, Methan-Zahl) für jedes Teilnetz hinreichend genau berechnet werden. In Übereinstimmung mit dem Eichgesetz dürfen diese Werte nur dann im geschäftlichen Verkehr verwendet werden, wenn sie nach anerkannten Regeln der Technik ermittelt worden sind. Der Gesetzgeber fordert in diesem Zusammenhang, dass für Messgeräte und Messanlagen, die durch Messung oder Berechnung Werte bestimmen, die entweder direkt oder indirekt in die Rechnungslegung an den Endverbraucher einfließen, eine Eichung erforderlich ist. Weil die mit dem Rekonstruktionssystem von ThüringenGas ermittelten Brennwerte für ein Teilnetz nicht um mehr als 2% von den Brennwerten des zufließenden Erdgases abweichen, ist eine Bauartzulassung nach § 16 der Eichordnung durch die Physikalisch-Technische-Bundesanstalt (PTB) nicht erforderlich.

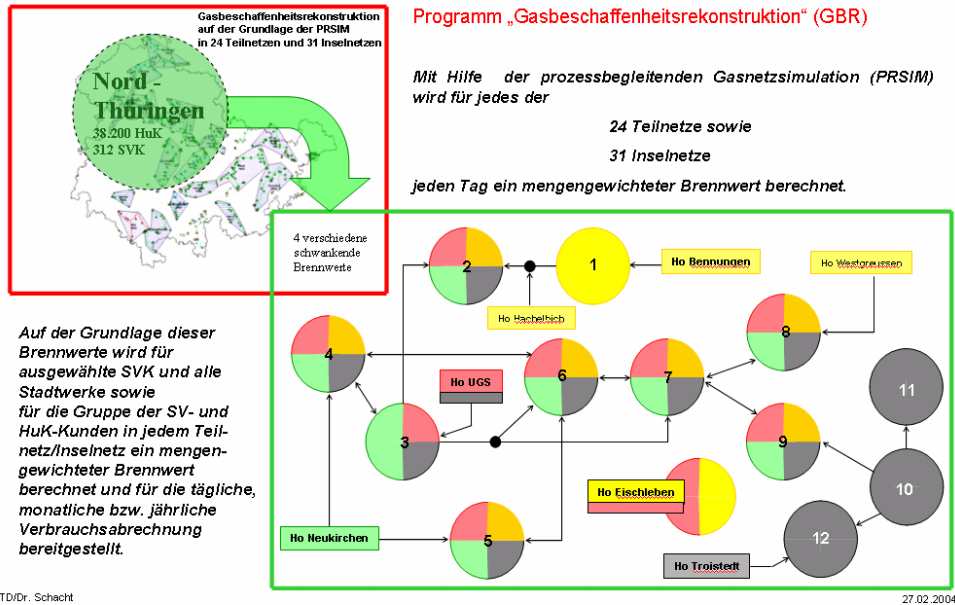


Bild 5: Schema für die Gasbeschafftheitsrekonstruktion

Trotzdem werden die hohen Anforderungen der PTB an eine derartige „Messanlage“ auch dem Rekonstruktionssystem für die Brennwertermittlung von ThüringenGas zu Grunde gelegt. Dazu gehören insbesondere Maßnahmen, die sichern, dass

- richtige Mess- und Rechenergebnisse mit einer ausreichenden Beständigkeit innerhalb definierter Fehlergrenzen vorliegen ;
- die Mess- und Rechenergebnisse jederzeit geprüft und reproduziert werden können und
- das alle Daten sowie das gesamte Rekonstruktionssystem vor Eingriffen, Manipulationen und Bedienungsfehlern hinreichend geschützt sind.

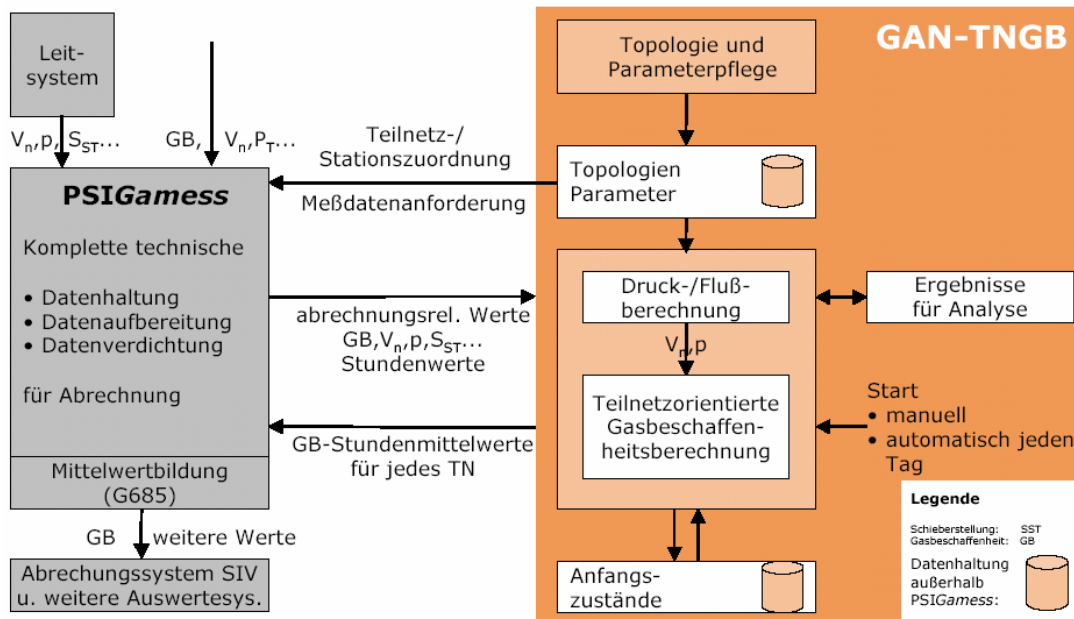


Bild 6: Modell der Gasbeschafftheitsrekonstruktion in den Teil- und Inselnetzen

Gemeinsam mit der PSI AG wird von ThüringenGas die erforderliche Software für die praktische Umsetzung der Brennwertberechnung ausgearbeitet (Bild 6).
Das Rekonstruktionssystem ist seit Mai 2003 im Einsatz und bildet die Grundlage für eine korrekte und transparente Abrechnung des thermischen Gasverbrauchs im Unternehmen.

01.08.2004
Dr. Schacht