

Jahresbericht 2003

Feldanalyse von kondensierenden Gas- und Ölfeuerungsanlagen FAGO

Autor und Koautoren	Markus Erb
Beauftragte Institution	Dr. Eicher+Pauli AG, Liestal
Adresse	Kasernenstrasse 21, 4410 Liestal
E-Mail, Internetadresse	markus.erb@eicher-pauli.ch , www.eicher-pauli.ch
BFE Vertrags-Nummer	84'975
Dauer des Projekts (von – bis)	Mai 2002 bis April 2004

ZUSAMMENFASSUNG

Wichtigstes Ziel des Projekts ist es, einen groben Überblick über die im Feld vorhandenen Anlagenwirkungsgrade von neu installierten kondensierenden Gas- und Ölkesselanlagen zu erhalten. Solche Daten sind heute nicht verfügbar. Unsicherheiten bestehen insbesondere bezüglich Effektivität der Kondensation aber auch bezüglich des Einflusses der Betriebsdynamik (Takten), Planung, Einbindung und Regelung. Untersucht werden Systeme bis maximal 70 kW_{th}, deren Anteil an der bereitgestellten Nutzenergie liegt in der Schweiz gemäss einer Schätzung bei ca. 90% und bezüglich der Verkaufszahlen bei 75% dieses Feuerungstyps.

Die zwölf untersuchten Anlagen wurden mit Brennstoff- und Wärmezählern ausgerüstet. Zusätzlich wird auch die Kondensatmenge, der Stromverbrauch sowie Laufzeit und Starts des Brenners erfasst. Die Zähler werden von den Anlagenbesitzern periodisch abgelesen. Insbesondere um die Zusammenhänge zwischen Systemtemperaturen und Nutzungsgrad analysieren zu können, wurden die Anlagen über zwei bis drei Wochen mit Datenloggern ausgerüstet.

Von zehn Anlagen liegen zur Zeit genügend Daten für eine Auswertung bezüglich eines Jahresnutzungsgrads vor (je fünf Öl- und Gaskesselanlagen). Die beiden anderen Anlagen (Öl) wurden erst im Frühjahr 2003 instrumentiert, und somit ist der Datensatz noch ungenügend, um eine Aussage über ein ganzes Jahr abzuleiten. Da bei einigen Anlagen noch Unsicherheiten i.b. bezüglich Heizwert des Brennstoffs bestehen, werden zurzeit aber noch keine Betriebsdaten publiziert.

Projektziele

Wichtigstes Ziel ist es, einen Überblick über die im Feld vorhandenen Anlagenwirkungsgrade von neu installierten kondensierenden Gas- und Ölkesselanlagen zu erhalten. Solche Daten sind heute nicht verfügbar. Unsicherheiten bestehen insbesondere bezüglich der Effektivität der Kondensation aber auch bezüglich dem Einfluss der Betriebsdynamik (Takten), Planung, Einbindung und Regelung.

Untersucht werden Systeme bis maximal $70 \text{ kW}_{\text{th}}$, deren Anteil an der bereitgestellten Nutzenergie liegt gemäss einer Schätzung bei ca. 90% und bezüglich der Verkaufszahlen bei 75% dieses Feuerungstyps. Aus dieser Gruppe wurden kondensierende Ersatzsysteme (Anlagen im Sanierungsbereich) untersucht, da bei diesen am ehesten mit Problemen zu rechnen ist:

- Hohe Systemtemperaturen: Schlechte Kondensation.
- Kleine Masse des Abgabesystems (Radiatoren): Takten und somit Abgasverluste.

Die gemessenen Betriebsdaten werden unter Einbezug der Anlagenkenngrössen auf Korrelationen und somit auf mögliche Optimierungspotentiale analysiert.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

ÜBERBLICK

Im Herbst 2002 wurden je fünf kondensierende Öl- und Gaskesselanlagen erfasst und mit Messgeräten ausgerüstet. In den darauf folgenden Monaten wurden die Zählerstände von den Anlagenbesitzern im Wochenrhythmus protokolliert und an das Projektteam weitergeleitet. Ebenfalls wurden alle Anlagen mit Datenloggern ausgemessen.

Im Frühjahr 2003 wurden zwei weitere Ölkesselanlagen ins Messprogramm aufgenommen. Die bis heute vorliegenden Daten reichen aber noch nicht für eine Auswertung aus. Von diesen Anlagen werden erst gegen Ende der Heizperiode 03/04 repräsentative Messwerte vorliegen. Der Schlussbericht kann aus diesem Grund erst auf das Frühjahr 2004 fertig gestellt werden.

Zurzeit bestehen noch Unsicherheiten bezüglich des Heizwerts bei den Erdgasanlagen. Die erhobenen Daten basieren auf Ablesungen der vorhandenen Gaszähler, welche Betriebskubikmeter erfassen. Die noch bestehende Unsicherheit beruht nun auf der effektiven Gastemperatur, welche einen Einfluss auf die Gasdichte hat und zurzeit bei zwei Anlagen mit Datenloggern gemessen wird.

Bei den Anlagen eines Herstellers wurden auch regeltechnische Probleme festgestellt, welche möglicherweise auch zu Messfehlern führen. Die Probleme, resp. die notwendigen Massnahmen sind zurzeit in Abklärung.

METHODEN

Nachfolgend ein kurzer Beschrieb der erhobenen Daten und der dazu verwendeten Methoden.

Anlagendaten

Die Anlagendaten umfassen Grössen wie Kesselleistung, Kondensationsprinzip (Rücklauf und/oder Verbrennungsluft), Kesseltyp, Nutzungsgrade gemäss Typenprüfung, Regelung und deren Einstellungen, hydraulische Einbindung der Feuerung, Speicher, Wassererwärmer und Umwälzpumpen.

Objektdaten

Die Objektdaten beschreiben den Wärmenutzer, u.a. durch den Leistungsbedarf für Raumheizung und Warmwasser sowie Auslegung und Typ des Abgabesystems.

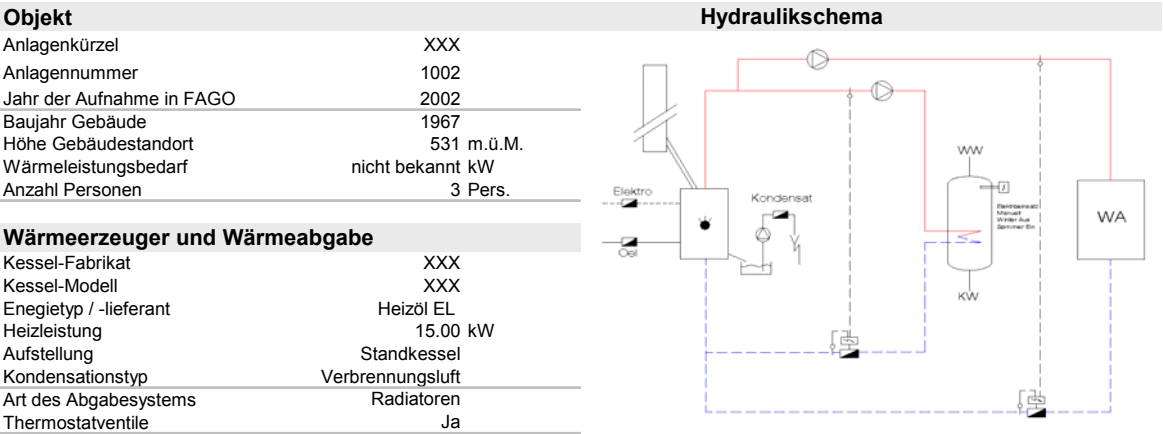


Fig. 1: Anonymisierter Anlagebeschrieb (Kurzversion) einer Ölkesselanlage mit Hydraulikschema. In Letzterem sind auch die Messgeräte der Langzeitmessung (Brennstoff-, Wärme-, Elektro- und Kondensatzähler) eingezeichnet. Legende: WW Warmwasser, KW Kaltwasser, WA Wärmeabgabe.

Betriebsdaten

Über die gesamte Untersuchungsdauer werden die folgenden Betriebsdaten im Ein- bis Zweiwochenrhythmus durch die Anlagenbetreiber erfasst und vom Auftragnehmer in Betriebskenngrößen (z.B. Nutzungsgrade) umgerechnet.

- Gas- resp. Ölverbrauch inkl. Heizwertkorrektur.
Öl: Für die Ermittlung des Heizwerts (H_u und H_o) wird das gemessene Volumen mit dem jeweiligen Heizwert multipliziert. Der Heizwert des Öls jeder Anlage wird durch die EMPA bestimmt.

Gas: Auf den Anlagen sind nur Zähler der Betriebskubikmeter vorhanden. Um auf den Heizwert umzurechnen, muss einerseits auf Normkubikmeter umgerechnet werden (Korrektur von Druck und Temperatur) und diese mit dem Heizwert des Gases multipliziert werden. Die Umrechnungsfaktoren werden vom Gaswerk geliefert. Dabei wird aber von einer konstanten Gastemperatur ausgegangen, was in der Realität nicht so ist. Um Sicherheit in dieser Frage zu gewinnen, werden die Gastemperaturen vor dem Gaszähler bei zwei Anlagen gemessen.
 - Stromverbrauch der gesamten Anlage durch mobilen Elektrozähler.
 - Wärmemengen, die an das Verteilsystem resp. den Wassererwärmer (je ein Wärmezähler) abgegeben wird. Die Wärmezähler werden vor und nach der Messung durch eine zertifizierte Messstelle kalibriert. Die so festgestellten Messfehler werden zur Korrektur der Feldmessungen verwendet.
 - Kondensatmenge energetisch genutzt. Dazu wurde ein in der Klimatechnik üblicher Kondensatbehälter mit Pumpe installiert, welche periodisch das sich im Behälter (Volumen: 1 Liter) befindliche Kondensat über einen Durchflusszähler abpumpt.
- Bei drei Anlagen wurde nach Installation der Messung festgestellt, dass Kondensat aus dem Kamin (energetisch ungenutzt) ebenfalls über den Zähler läuft. Eine Korrektur wäre nur durch einen grösseren Eingriff im Kesselinnern möglich gewesen, wovon Abstand genommen wurde. Von diesen Anlagen liegen deshalb keine auswertbaren Kondensatdaten vor.
- Laufzeit und Starts des Brenners werden entweder bereits vom Regler oder von extern montierten Zählern erfasst.
 - Störungen werden nach Typ und Dauer vom Anlagenbetreiber protokolliert.

- Umwälzpumpenlaufzeiten werden häufig ebenfalls durch Laufzeitähler erfasst, um eine Abschätzung über deren Anteil am gesamten Elektroverbrauch anzustellen.
- Aussenlufttemperaturen der nächstgelegenen Meteostation werden von MeteoSchweiz bezogen und auf die Anlagenhöhe korrigiert (0.5 K/100 m).



Fig. 2: Beispiel eines mit Messgeräten ausgerüsteten Ölkessels

In der Heizperiode wurden die Anlagen jeweils über einen Zeitraum von 2 bis 3 Wochen mit Datenloggern ausgerüstet, um Daten mit einer grösseren Auflösung (5-Minuten Mittelwerte) zu erhalten. Bei neun Anlagen wurden dazu kleine Datenlogger eingesetzt, um die Systemtemperaturen (10 Minuten-Mittelwerte von: Vor-, Rücklauf und Abgas), die Einschaltimpulse sowie die Laufzeiten pro Einschaltung aufzuzeichnen. Bei einem Gas- und zwei Ölsystemen wurden mit freiprogrammierbaren Loggern zusätzlich die Energieströme (Impulse ab Brennstoff- und Wärmezähler), der Kondensatanfall (Impulse des Kondensatdurchflussmessgeräts) und die Abgastemperatur aufgezeichnet.

Messunsicherheit

In den Tabellen 1 und 2 ist die Fehlerrechnung für den Nutzungsgrad (η) von Öl- resp. Gaskesselanlagen dargestellt. Die gesamte Messunsicherheit setzt sich aus den möglichen Fehlern des Wärmezählers (Temperaturdifferenzmessung, Volumenstrommessung) und des Brennstoffzählers (Öl- oder Gaszähler) zusammen. Die Berechnungen beruhen auf Angaben der Messgerätehersteller.

Es zeigt sich, dass die Messunsicherheit bei Ölkesselanlagen bei $\pm 2.4\%$ resp. $\pm 3.3\%$ bei Gaskesselanlagen liegt.

Tab. 1: Fehlerrechnung für den Nutzungsgrad bei Ölkesselanlagen auf Basis von Herstellerangaben betreffend der eingesetzten Messgeräte. Im unteren Teil der Tabelle sind noch die Angaben zum durch den Messfehler „verursachten“ Vertrauensintervall für Anlagengruppen dargestellt. Legende: SD Standardabweichung, CI Vertrauensintervall.

Ölkesselanlagen: Herstellerangaben						
Wärmemessung	Messpunkt	Fehler (Komponenten)		Totaler Fehler		\pm Eta
Neovac, 2WR5	Tvl [°C]	Trl [°C]	absolut [K]	relativ [%]	absolut [K]	absolut [-]
Temperaturdifferenz	65	55	0.03	0.5	0.08	0.01
	Messpunkt	Fehler		Totaler Fehler		\pm Eta
	Vol.strom [m3/h]	relativ [%]		absolut [m3/h]	relativ [%]	absolut [-]
Durchfluss	2.5	2.0		0.05	2.00	0.02
Brennstoffmessung	Messpunkt	Fehler		Totaler Fehler		\pm Eta
Gaszähler	qh [kW]	relativ [%]		absolut [kW]	relativ [%]	absolut [-]
Volumenstrom * Hu	30.0	1.00		0.30	1.00	-0.01
Nutzungsgrad (Eta)	Messpunkt [-]	Fehlerrechnung (\pm Eta)				
	0.97			absolut [-]	relativ [%]	
Total				0.02	2.4	
Vertrauensintervall (CI)	Anlagen [Stk.]	CI [%]				
Annahme:	2	1.65				
Max.Fehler = 2*SD	5	1.04				
	10	0.74				

Von Interesse ist auch das durch die Messunsicherheit verursachte Vertrauensintervall (CI) des Eta-Mittelwertes über Anlagengruppen. Dieses liegt beispielsweise bei einem Sample von 5 Öl- resp. 5 Gasanlagen bei $\pm 1.0\%$ resp. $\pm 1.5\%$. Insgesamt kann aus diesen Resultaten geschlossen werden, dass die Messunsicherheit kaum einen Einfluss auf die Interpretation der Messdaten haben wird. Es muss aber berücksichtigt werden, dass die oben erwähnte Problematik der (unbekannten) Gastemperatur hier nicht eingeschlossen ist.

Tab. 2: Wie Tab. 1 aber für Gaskessel, d.h. es wird anstelle des Messfehlers des Ölzählers jener des Gaszählers verwendet.

Gaskesselanlagen: Herstellerangaben						
Wärmemessung	Messpunkt	Fehler (Komponenten)		Totaler Fehler		\pm Eta
Neovac, 2WR5	Tvl [°C]	Trl [°C]	absolut [K]	relativ [%]	absolut [K]	absolut [-]
Temperaturdifferenz	65	55	0.03	0.5	0.08	0.01
	Messpunkt	Fehler		Totaler Fehler		\pm Eta
	Vol.strom [m3/h]	relativ [%]		absolut [m3/h]	relativ [%]	absolut [-]
Durchfluss	2.5	2.0		0.05	2.00	0.02
Brennstoffmessung	Messpunkt	Fehler		Totaler Fehler		\pm Eta
Gaszähler	qh [kW]	relativ [%]		absolut [kW]	relativ [%]	absolut [-]
Betriebskubikmeter * Hu	30.0	2.50		0.75	2.50	-0.02
Nutzungsgrad (Eta)	Messpunkt [-]	Fehlerrechnung (\pm Eta)				
	0.97			absolut [-]	relativ [%]	
Total				0.03	3.3	
Vertrauensintervall (CI)	Anlagen [Stk.]	CI [%]				
Annahme:	2	2.29				
Max.Fehler = 2*SD	5	1.45				
	10	1.02				