

Energiemanagement

Optimaler Betrieb von Heizwerksanlagen

Der systematischen Suche nach Einsparpotenzialen beim Betrieb von Heizwerksanlagen kommt wachsende Bedeutung zu. Ziel ist dabei die Reduzierung der Betriebskosten. Die Untersuchung erfolgt nach den Methoden des Energiemanagements, beginnend mit der Analyse des Istzustands und der detaillierten Auswertung des Anlagenbetriebs. Die Autoren stellen an vier Beispielen Einsparpotenziale beim Betrieb von Heizwerksanlagen dar. Damit konnte eine Verringerung der Betriebskosten um rd. 4 % erreicht werden.

Wärmeversorger und Betreiber von Nah- und Fernwärmeanlagen geraten zunehmend unter wirtschaftlichen Druck. Ursachen hierfür sind der sinkende Absatz, sei es durch Wohnungsleerstand, zunehmende Sparsamkeit der Wärmeabnehmer oder durch Realisierung von Wärmedämmmaßnahmen sowie durch den Einsatz von Energiemanagement-Systemen beim Kunden. Die Erzeuger- und Netzanlagen sind oft für höhere Leistungen konzipiert. Das hat auch Auswirkungen auf den Betrieb der Systeme: die Anlagen werden nicht mehr im geplanten Auslegungspunkt optimal betrieben. Außerdem verursachen die Anlagen hohe Kapitalkosten.

Hinzu kommt, dass der Betrieb der Anlagentechnik infolge veränderter Randbedingungen von Teilsystemen meist nicht hinreichend genau aufeinander abgestimmt ist. Auch muss festgestellt werden, dass ein Teil der untersuchten Anlagen von vornher-

ein nicht optimal geplant wurden, oder in der Inbetriebnahmephase mögliche Optimierungsarbeiten nicht durchgeführt wurden.

Die Vorgehensweise beim Energiemanagement ist unkompliziert, muss aber systematisch erfolgen:

- Analyse des Istzustands,
- detaillierte Auswertung des Anlagenbetriebs,
- Ermittlung der Einsparpotenziale,
- Maßnahmenliste mit wirtschaftlicher Bewertung,
- Umsetzung der organisatorischen und investiven Maßnahmen entsprechend wirtschaftlicher Priorität.

Im Folgenden werden einige ausgewählte Beispiele systematischen Energiemanagements speziell für Heizwerksanlagen vorgestellt.

Beispiel 1: Änderung der Kesselfolgeschaltung

In *Bild 1* ist der Verlauf des ermittelten Wirkungsgrads in Abhängigkeit der Kesselleistung eines Heizölkessels mit einer Leistung von 9 MW dargestellt. Berücksichtigt wurden Abgas- und Strahlungsverluste sowie der elektrische Eigenbedarf. Bei mittleren Leistungen zwischen 3 und 5 MW ist der Wirkungsgrad mit 93 bis 94 % am größten. Im oberen Leistungsbereich sinkt der Wirkungsgrad wegen der Dominanz des steigenden Abgasverlustes infolge höherer Abgastemperaturen um rd. 1,5 %.

In einem Heizwerk existiert eine Erzeugeranlage mit 3 Kesseln. Die Kesselfolgeschaltung erfolgt im Istzustand sequenziell: 1. Kessel Teillast > 1. Kessel Vollast > 2. Kessel Teillast > 2. Kessel Vollast > 3. Kessel Teillast > 3. Kessel Vollast (*Bild 2*). Der günstigere Teillastbereich mit besserem Wirkungsgrad kann hier nur rd. 60 % der jährlichen Betriebsstunden genutzt werden.

Wird die Kesselfolge auf eine parallele Zuschaltung der Einzelkessel geändert, also 1. Kessel Teillast > 2. Kessel Teillast > 3. Kessel Teillast > 1. Kessel Vollast > 2. Kessel Vollast > 3.

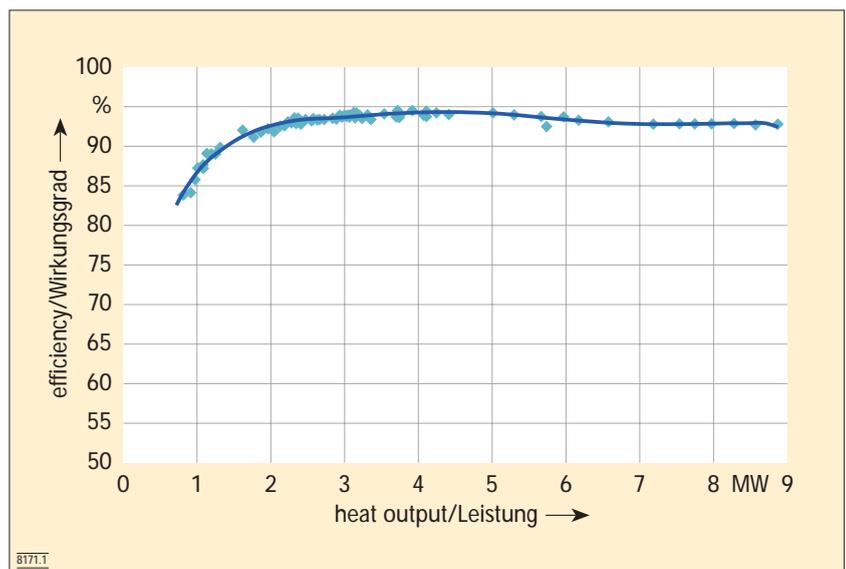


Figure 1. Efficiency of a light fuel oil boiler: maximum efficiency in the medium heat output range

Bild 1. Wirkungsgrad eines Heizölkessels: maximaler Wirkungsgrad im mittleren Leistungsbereich



Prof. Dr.-Ing. Jörn Krimmling (li) und Dipl.-Ing. André Preuß, FWU Ingenieurbüro GmbH, Dresden.

Kessel Vollast (*Bild 3*), kann die Erzeugeranlage während rd. 85 % der Jahresbetriebsstunden im günstigeren Teillastbereich betrieben werden.

In einem konkreten Praxisbeispiel konnte mit dieser Maßnahme der jährlich Heizölbedarf um rd. 20 000 l (knapp 1 % der Jahresenergiemenge) reduziert werden. Erforderlich war hier lediglich das Umprogrammieren der Kesselfolge.

Beispiel 2: Systemtemperaturen, Kessel- und Netzfahrweise

In *Bild 4* sind die Systemtemperaturen der Kesselanlagen und des Netzes einer Fernwärmanlage mit einer Erzeugerleistung von 24 MW im Jahresverlauf dargestellt. Die Anlage besteht aus

- Kessel 1 mit Braunkohlenstaubfeuerung (BKS-Kessel) und einer Leistung von 7 MW,
- Kessel 2 und 3 mit HEL-Feuerungen und einer Leistung von je 8 MW sowie einer Fernwärme-Netzanlage (24 MW).

Aus *Bild 4* wird ersichtlich, dass die Vorlauftemperaturen von Kessel 1 (Index 1) zwischen 5 und 20 K (im Mittel: 13 K) über der Netzvorlauftemperatur liegen, während die Vorlauftemperaturen der Kessel 2 und 3 im Mittel um 5 bis 6 K höher sind als die Netzvorlauftemperatur.

Temperaturen oberhalb der erforderlichen Netztemperaturen sind energetisch nicht erforderlich und verursachen erhöhte Kesselverluste durch Strahlungsverluste und besonders durch Abgaswärmeverluste. Entsprechend Richtwerten vermindert die Reduzierung der Abgastemperatur um 20 K den Abgasverlust um 1 %. Besonders beim BKS-Kessel ist hier ein Einsparungspotenzial vorhanden.

In *Bild 5* sind die Systemtemperaturen von Netz und Kessel 1 in Abhängigkeit der Außentemperatur aufgetragen. Erkennbar ist der stufenweise Verlauf der Kesselvorlauftemperatur. Diese kann nur manuell voreingestellt werden. Eine gleitende Regelung der Kesseltemperatur erfolgt nicht. In der Übergangszeit treten oft Temperaturdifferenzen von 30 K auf (Kessel 110 °C, Netz 80 °C), d.h. die Kesselvorlauftemperatur ist hier unnötig hoch.

Die Netzvorlauftemperatur wird in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt. Von -15 °C (110 °C Netzvorlauf) bis +10 °C (80 °C Netzvorlauf) verläuft diese linear und bleibt dann

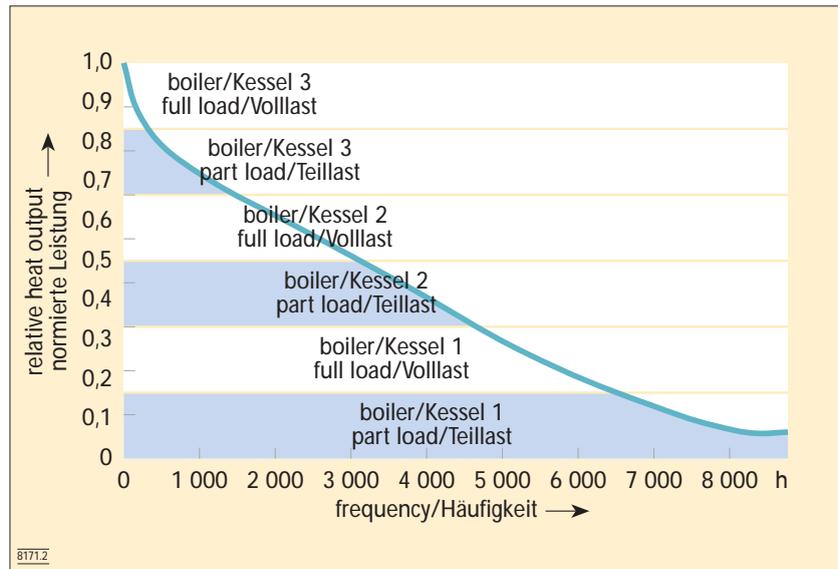


Figure 2. Sequenced actuation of the boilers (present situation): Optimal efficiency is utilised only 60 % of the annual operating hours

Bild 2. Sequenzielle Zuschaltung der Kessel im Ist-Zustand: Optimaler Wirkungsgrad wird nur während rd. 60 % der Betriebsstunden genutzt

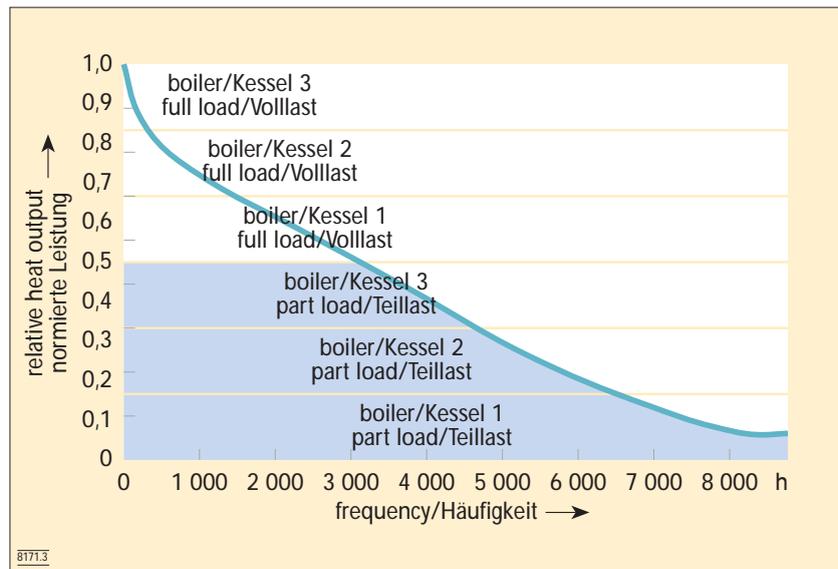


Figure 3. Parallel actuation of the boilers: Optimal efficiency can be utilised about 85 % of the annual operating hours

Bild 3. Parallele Zuschaltung der Kessel: Optimale Wirkungsgrad kann während rd. 85 % der Betriebsstunden genutzt werden

bei Außentemperaturen >10 °C konstant bei 80 °C. Die Netzrücklauftemperatur verläuft bis rd. +5 °C analog der Temperatur des Vorlaufes und dann ab +10 °C leicht anzusteigen. Dies verdeutlicht, dass das angebotene Temperaturniveau bei Außentemperaturen >10 °C zu hoch ist.

Hieraus ergeben sich die Folgenden Einsparpotenziale:

- Durch die Verringerung der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im

Fernwärmenetz können die Wärmeverluste reduziert werden. Gerade in der Schwachlastzeit sind die prozentualen Verluste im Fernwärmenetz am größten, so dass eine Senkung der Netztemperatur bei Außentemperaturen >5 °C sinnvoll ist.

- Durch die Verringerung der Netztemperatur kann auch der Kesselkreis mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden. Dies führt in der

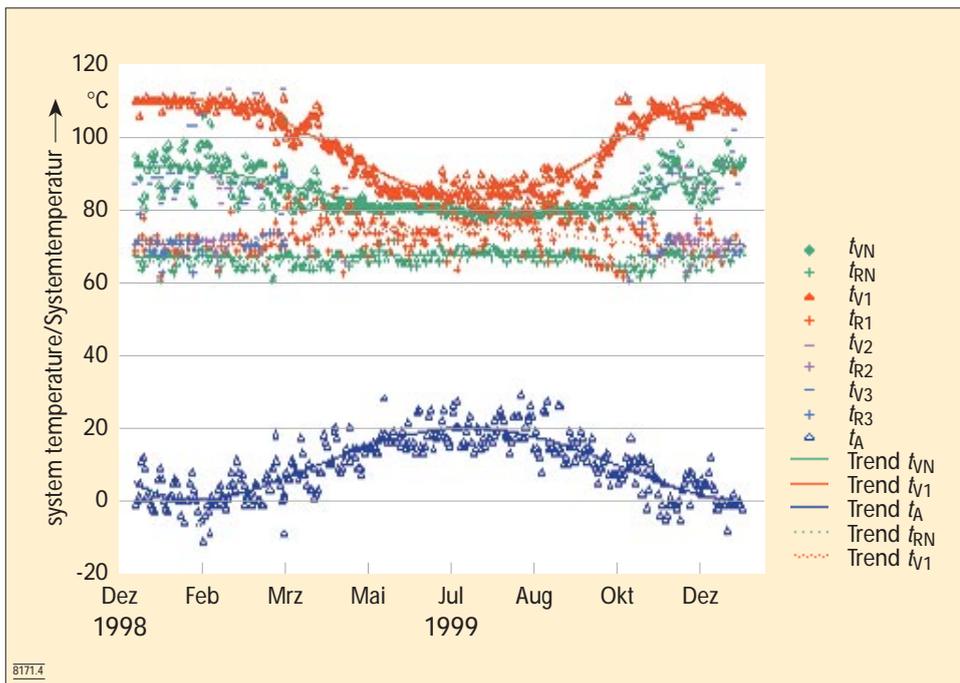


Figure 4. System temperatures of the boiler plant and the district heat network
 Bild 4. Systemtemperaturen der Kesselanlage und des Fernwärmenetzes

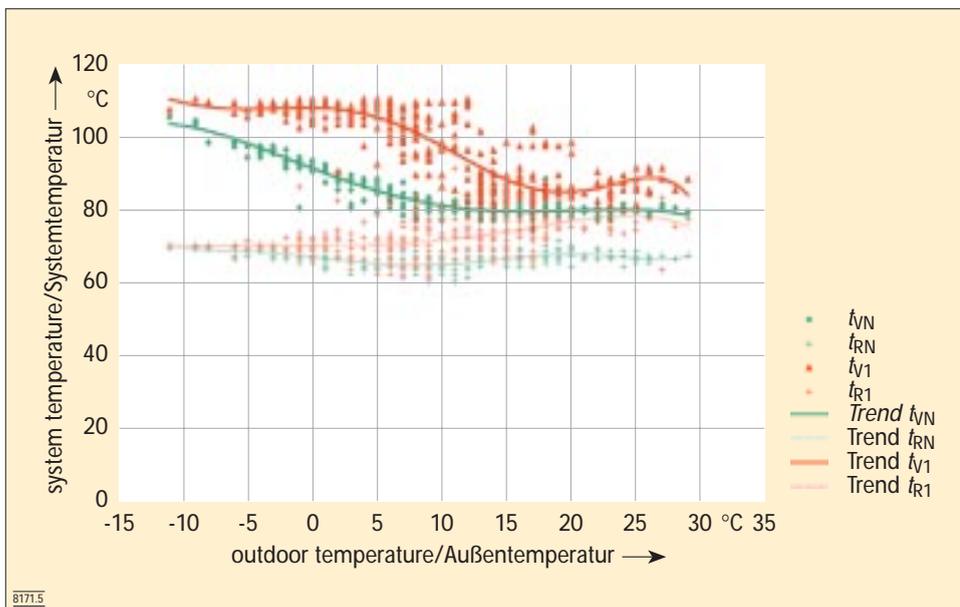


Figure 5. System temperatures of the boiler plant and the district heat network depending on the outdoor temperature
 Bild 5. Systemtemperaturen der Kesselanlage und des Fernwärmenetzes in Abhängigkeit der Außentemperatur

Kesselanlage zur Reduzierung der Abgas- und der Strahlungsverluste.

Aufgrund dieser Einsparpotenziale werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- Durch Senkung der Netzvorlauftemperatur im Sommerhalbjahr von 80 °C auf 75 °C werden die Netzverluste um rd. 110 MWh verringert. Das entspricht einer jährlichen

Energieeinsparung von knapp 1 %. Dies ist durch einfache Vorwahl im Leitsystem realisierbar.

- Durch Reduzierung der mittleren Kesselvortemperatur um durchschnittlich 12 K lässt sich der Kesselwirkungsgrad um 0,6 % erhöhen. Notwendig ist dabei eine Umprogrammierung der Kesselregelung und die Veränderung der Tempera-

turmesstellen. Der Aufwand amortisiert sich innerhalb eines Jahres.

Beispiel 3: Netzpumpenbetrieb

In [1] wurde bereits über die hydraulische Optimierung eines Fernwärmenetzes berichtet.

Bild 6 veranschaulicht den Netzpumpenbetrieb eines Heizhauses im Ist-Zustand. Es sind die Betriebswerte der Sommer- und Winterpumpen und die ermittelte Netzkennlinie sowie die Pumpenkennlinie der Sommerpumpe dargestellt.

Es ist offensichtlich, dass der Netzpumpenbetrieb meist mit deutlichem Abstand oberhalb der Netzkennlinie erfolgt.

Der Pumpendifferenzdruck ist manuell voreinstellbar. Das wird in der Praxis auch getan, allerdings empirisch und auf deutlich zu hohem Niveau, insbesondere im Sommerbetrieb. Da die erforderliche elektrische Pumpenleistung

$$P = (p \cdot \dot{V}) / \eta \quad (1)$$

vom Differenzdruck p und vom Volumenstrom \dot{V} abhängig ist, stellt der Abstand zwischen den Betriebswerten und der Netzkennlinie ein Maß für das Einsparpotenzial dar. Diese Energie wird zur Zeit noch in den Regelarmaturen am Verbraucher »weggedrosselt«. Eine Gleitdruckregelung d.h. eine variable oder gleitende Differenzdruckregelung ist nicht vorhanden.

Weiterhin wird deutlich, dass die Leistung der Sommerpumpe fast für den gesamten Betriebsbereich ausreichend ist. Erst ab rd. 350 m³/h ist eine weitere Pumpe notwendig. (Die Kennlinie für die Winterpumpen verläuft oberhalb 6 bar bis 9 bar und wurde nicht dargestellt.)

Entsprechend Gleichung (1) geht auch der Pumpenwirkungsgrad in den Leistungsbedarf ein.

Aus den Leistungsdiagrammen der eingesetzten Pumpentypen werden die Pumpenwirkungsgrade ermittelt und den Messpunkten zugeordnet.

Damit lassen sich die elektrischen Leistungen im Ist-Zustand ermitteln. Diese sind in Bild 7 in Abhängigkeit der Volumenströme dargestellt. Weiterhin wurden die Sollzustände ermittelt. Dabei beinhaltet »Variante 1« die Realisierung einer Gleitdruckregelung mit den vorhandenen Pumpen und »Variante 2« die Realisierung einer komplett neuen Pumpenanlage mit optimalen Wirkungsgraden im

vorliegenden Bereich. Der Unterschied zwischen Variante 1 und 2 ist im Sommerpumpenbetrieb vernachlässigbar. Im Übergangsbereich ist der Betrieb der vorhandenen Sommerpumpe mit Gleitdruckregelung optimal. Lediglich im Winterbetrieb bei Tagestemperaturen unter rd. $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ hätten neue Pumpen eine deutlich geringere Leistungsaufnahme. Ein Vergleich der drei Varianten ist in *Tafel 1* dargestellt.

Durch Erweiterung des Betriebsbereiches der Sommerlastpumpe und der Realisierung einer Gleitdruckregelung als Ersatz für die vorhandene Differenzdruckregelung können jährlich rd. 96 000 kWh Strom eingespart werden. Dies entspricht 36 % der elektrischen Pumpenarbeit oder rd. 10 % des gesamten jährlich bezogenen Stroms. Der Ersatz der kompletten Netzpumpenanlage ist aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll.

Beispiel 4: Optimierung der Druckluftversorgung

a) Wärmerückgewinnung

Die Druckluftversorgung eines Heizwerkes mit Braunkohlenstaub-(BKS-)Kessel wird durch zwei Kompressoren realisiert. Während das große 75 kW-Aggregat nur für die BKS-Förderung bei Silofüllung/Lieferung eingesetzt wird, versorgt der 18,5 kW-Kompressor alle kontinuierlichen Prozesse, wobei dieser durchschnittlich 5 100 h/a unter Last in Betrieb ist. Dabei werden jährlich rd. 75 MWh Wärme produziert, die bisher ungenutzt als Warmluft an das Kesselhaus abgegeben wird.

Diese Wärme kann für die Vorwärmung des Netzzusatzwassers bis rd. $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ genutzt werden. Die hierfür benötigte Wärmemenge beträgt rd. 65 MWh/a. Die durchschnittliche Nachspeisung beträgt $3,4\text{ m}^3/\text{Tag}$.

Dafür sind folgende anlagentechnische Änderungen erforderlich:

- Nachrüstung der Kompressoranlage mit einem Wärmerückgewinnungs-Modul (Kosten rd. 2 500 €),
- Bau einer Speicheranlage mit einem Volumen von rd. 5 000 l und hydraulische Einbindung der Anlage (Kosten rd. 5 000 €).

b) Verringerung der Leistungsbezugskosten

Außerdem ergibt sich eine zweite Kosteneinsparung durch die Verringerung der elektrischen Leistungsbezugskosten. Während der Beliefer-

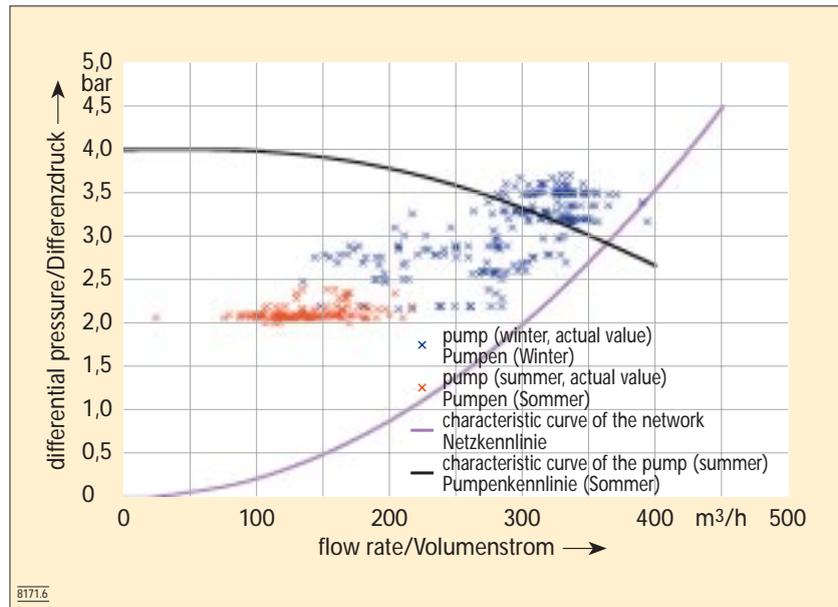


Figure 6. Characteristic curve of the district heat network and the pumps

Bild 6. Netzkennlinie und Pumpenkennlinie in einem Fernwärmenetz

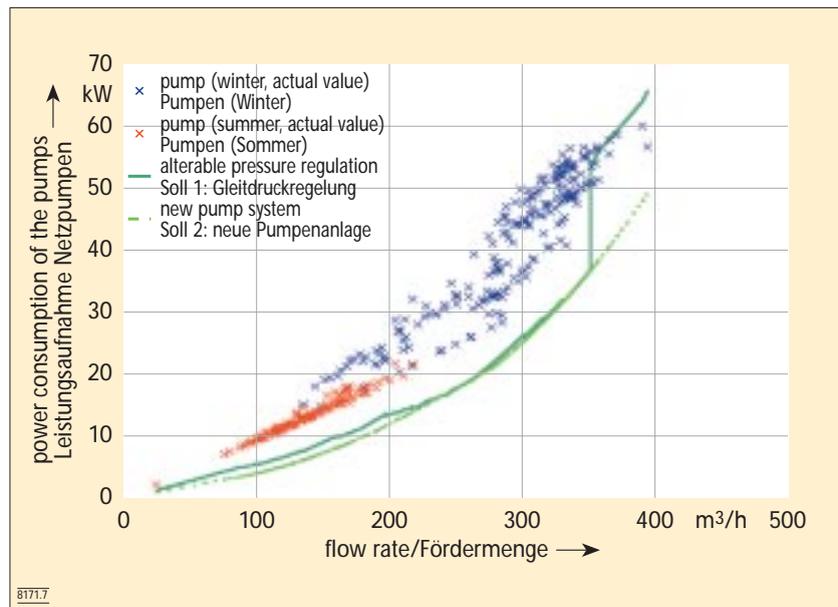


Figure 7. Power consumption of the pump depending on the flow rate

Bild 7. Leistungsaufnahme der Pumpe in Abhängigkeit des Durchflusses

ung mit Braunkohlenstaub wird vor Zuschaltung des 75 kW-Kompressors sowohl die kleine 18,5 kW-Anlage als auch die elektrische Siloheizung (20 kW) außer Betrieb genommen. Dadurch kann eine Reduzierung der elektrischen Maximalleistung von rd. 30 kW erreicht und die jährlichen Leistungskosten um rd. 3 300 € verringert werden.

Bei Investitionen für die Wärmerückgewinnung von insgesamt rd. 7 500 € können die jährlichen Kosten durch Brennstoffeinsparung

und verringertem Leistungsbezug um rd. 6 800 € reduziert werden. Dies führt zu einer Amortisationszeit von etwas über einem Jahr.

Zusammenfassung

Der systematischen Suche nach Einsparpotenzialen beim Betrieb von Heizwerksanlagen mit dem Ziel der Reduzierung der Betriebskosten kommt wachsende Bedeutung zu. Die Untersuchung erfolgt nach den Methoden des Energiemanage-



	Ist-Zustand	Variante 1	Variante 2
elektrische Arbeit in kWh	268 000	172 000	159 000
Einsparung in kWh		96 000	109 000
Einsparung in DM (13,1 Pf/kWh)		12 600	14 300
Einsparung in %		36	41

Table 1. Cost savings through optimised operation of the network pumps

Tafel 1. Kosteneinsparungen durch optimierten Netzpumpenbetrieb

ments, beginnend mit der Analyse des Ist-Zustands und der detaillierten Auswertung des Anlagenbetriebs.

Die dargestellten Beispiele ergaben ein Einsparpotenzial von rd. 4 % der jährlichen Kosten. Allgemein kann von Einsparpotenzialen bis zu 10 % ausgegangen werden. Ein beachtlicher Teil der durchzuführenden Maßnahmen ist organisatorischer Art und erfordert keine oder

nur geringe Investitionen. Die Amortisationszeit beträgt oftmals 1 bis 2 Jahre.

Außerdem sehen die Autoren bei umfassender und systematischer Vorgehensweise weitere Kosteneinsparpotenziale in den Bereichen

- Instandhaltungsmanagement (Zu untersuchen ist beispielsweise, inwieweit durch vermehrt zustandsorientierte Wartung anstelle

der Wartung mit festen Zeitintervallen Kosten eingespart werden können.) und

- beim Einkauf von Energie und Serviceleistungen (Wartung, Instandhaltung, Betrieb). Eine Kostenreduzierung beim Einkauf kann durch eine genaue Spezifikation der zu beziehenden Energie bzw. der benötigten Wartungsleistungen erzielt werden. Generell müssen Instandhaltungsleistungen künftig detaillierter geplant werden.

Schrifttum

[1] Glieme, Th.; Koch, H.-W.; Krimmling, J.: Praxisbeispiel Fernwärmenetz- Erweiterung, Stadt- und Gebäudetechnik 7-8/97 S. 32 ff.

Summary of the report

Optimum Operation of District Heating Stations

Modifying boiler switching is one possible method of the optimisation of a district heating station. Figure 1 illustrates the degree of efficiency curve of an oil-fired heating boiler as a function of the boiler output. At 93 to 94 %, the degree of efficiency is greatest at mean output. The degree of efficiency falls in the upper output range because of the increasing loss of flue gases. If sequential switching of the boilers is used in a district heating station (figure 2), the favourable part-load range with a higher degree of efficiency can only be used for around 60 % of the annual hours of operation. If the boiler sequence is changed to parallel connection of the individual boilers (figure 3), the generator plant can be operated for around 85 % of the annual hours of operation in the more favourable part-load range.

Optimisation of the system temperatures represents another possibility for reducing costs. Figure 4 and 5 show the system temperatures of the boiler plants and the network of a district heating system. It can be seen that the flow temperature of boiler 1 (index 1) is an average of 13 K above the flow temperature of the network, whilst the flow temperatures of boilers 2 and 3 are an average of 5 to 6 K higher than the network flow temperature. Temperatures above the

requisite network temperatures are not necessary for energy purposes and lead to greater boiler losses. Figure 5 also shows that the network return temperature increases analogously to the flow temperature up to approximately +5 °C, then increases gently from +10 °C. This indicates that the temperature level offered at outdoor temperatures of greater than 10 °C is too high. The following measures produced savings potential:

- A reduction in the network flow temperature from 80 °C to 75 °C in the warmer half of the year results in a reduction in network losses of approximately 110 MWh. This is equivalent to an annual energy saving of 1 %.
- A reduction in the mean boiler flow temperature by an average of 12 K enables the efficiency of the boiler to be increased by 0.6 %.

Figure 6 illustrates the actual status of the network pump operation. It is evident that pump operation usually lies well above the characteristic curve of the network. It is also clear that the delivery rate of the summer pump is almost sufficient for the whole operating range. A further pump is only required from around 350 m³/h.

Figure 7 illustrates the actual status of the electrical output as a function of the volumetric currents. The target status has also

been determined. »Alternative 1« involves variable pressure control using the existing pumps and »Alternative 2« involves a completely new pump system with optimum degrees of efficiency in the above range. The difference between alternatives 1 and 2 can be disregarded in summer pumping operations. Operation of the existing summer pump with variable pressure control is ideal in the transitional range. New pumps would have a significantly lower power consumption only in winter operations at daytime temperatures of less than approximately -5°C. Table 1 compares the three alternatives.

Expansion of the operating range of the summer load pump and replacement of the existing differential pressure regulation by variable pressure control can produce an annual saving of around 96,000 kWh of electricity. This is equivalent to 36 % of the electrical pump work or around 10 % of the total annual electricity requirement. Replacement of the complete network pumping system is impractical for economic reasons.

The examples shown produced potential savings of approximately 4 % of the annual costs. In general, potential savings of up to 10 % may be assumed. A substantial proportion of the measures to be taken are administrative and require little or no investment. The amortisation period is often 1 to 2 years.