

Табл. 1. Ожидаемая годовая экономия природного газа после внедрения гидравлических разделителей в котельных

Регион	Капиталовложения на внедрение разделителей, тыс. грн.	Экономия природного газа после внедрения, тыс. м <sup>3</sup> /год
г. Днепропетровск и область	6670	1120,0
г. Запорожье и область	1810	343,7
г. Житомир и область	4040	788,5

- увеличит срок службы котельного оборудования;
- улучшит качественные показатели поставляемой потребителям тепловой энергии;
- ожидаемая экономия энергоресурсов за счет внедрения – от 5 % до 10 %.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Демченко В.Г. Технические возможности повышения эффективности эксплуатации

котельного оборудования // СОК – 2007. – № 7. – С. 18-22.

2. Heinz Jablonowski. Termostatventil – Praxis. Genter Verlag Stuttgart – 1994. – 254 p.

3. Махов Л.М. Использование гидравлического разделителя при децентрализованном теплоснабжении зданий // Журнал «АВОК». – 2000. – № 4. – С. 60-67.

Получено 14.02.2011 г.

УДК 644.1

Сафьянц С.М., Колесниченко Н.В., Веретенникова Т.Е.

Донецкий национальный технический университет

## ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМЫ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАГРУЗОК НА БАЗЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Застосування когенерації в якості джерела теплоелектропостачання дозволяє отримати значну економію палива. Проте недоліком є постійність співвідношення виробленого тепла та електроенергії. У роботі представлені результати дослідження принципової схеми міні-ТЕЦ з регулюванням навантажень за допомогою теплонасосної установки. Ця технологія дозволяє підвищити енергетичну ефективність когенерації і знизити споживання природного газу.

Применение когенерации в качестве источника теплоэлектрооснабжения позволяет получить значительную экономию топлива. Однако недостатком является постоянство соотношения производимого тепла и электроэнергии. В работе представлены результаты исследования принципиальной схемы мини-ТЭЦ с регулированием нагрузок при помощи теплонасосной установки. Данная технология позволяет повысить энергетическую эффективность когенерации и снизить потребление природного газа.

Application of cogeneration as a source of heat-power-supply allows to receive considerable economy of fuel. However a defect is constancy of correlation of producible heat and electric power. The article presents the research results of the mini-CHP fundamental chart with the load control by heat pumps. This technology allows to promote power efficiency of cogeneration and reduce the consumption of natural gas.

$b_T$  – удельный расход натурального топлива на производство тепловой энергии,  $\frac{\text{м}^3 \cdot \text{кг}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$ ;

$N_{\text{эл}}^{\text{КГУ}}$  – электрическая мощность, вырабатываемая когенерационными установками, МВт;

$N_{\text{эл}}^{\text{ТНУ}}$  – электрическая мощность, потребляемая

тепловыми насосами, МВт;  
 $N_{эл.нт}^{ТЭЦ}$  – избыточно производимая электрическая мощность ТЭЦ, МВт;  
 $p_1$  – потери в электрических сетях;  
 $p_2$  – затраты на пользование электрическими сетями;  
 $p_{сн}$  – доля электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ, идущая на собственные нужды, %;  
 $Q^{ТНУ}$  – тепловая мощность ТНУ, МВт;  
 $Q_0$  – текущая тепловая нагрузка, МВт;  
 $Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива,  $\frac{МДж}{м^3}$ ;  
 $Q_{т}^{КГУ}$  – тепловая мощность КГУ, МВт;  
 $q_{сн}$  – доля тепловой энергии, идущая на собственные нужды, %;  
 $\alpha$  – доля тепловой нагрузки, которая осуществляется за счет теплового насоса;  
 $\alpha'$  – предельное расчетное значение доли тепловой нагрузки, выполняемой ТНУ;  
 $\beta$  – доля тепловой нагрузки, выполняемая за счет нагрева сетевой воды в КГУ;  
 $\eta_{кот}$  – коэффициент полезного действия пиковых котлов, %;  
 $\eta_{тс}$  – КПД передачи тепла по тепловым сетям, %;  
 $\eta_{т}^{КГУ}$  – тепловой КПД КГУ, %;  
 $\eta_{эл}^{КГУ}$  – электрический КПД КГУ, %;  
 $\mu$  – коэффициент преобразования энергии ТНУ;  
 $\tau_{o1}, \tau_{o2}$  – температуры воды отопительного контура соответственно в подающей и обратной линиях, °С;  
 $\tau'_{o1}, \tau'_{o2}$  – температуры сетевой воды в подающей и обратной магистралях в расчетном режиме, °С;  
 $\tau_{тн}$  – температура нагретой сетевой воды после теплового насоса, °С;  
 $\tau_{тн}^{max}$  – максимальная температура воды после ТНУ, °С;  
 $Z$  – затраты до реконструкции котельной в расчете на 1 МВт·ч производимой и передаваемой тепловой энергии, грн./(МВт·ч);  
 $Z'$  – затраты на энергоносители после проведения реконструкции, грн./МВт·ч;  
 $K_{тариф}$  – тарифный коэффициент;  
 $\Pi_{топ}$  – цена 1 м<sup>3</sup> природного газа, грн.;

Задача снижения потребления первичных энергоресурсов в топливно-энергетическом

$\Pi_{эл}$  – цена, по которой теплосеть закупает 1 МВт·ч электроэнергии, грн.;

$\varepsilon$  – количество электроэнергии, которое может быть передано потребителям при производстве и передаче от ТЭЦ 1 МВт·ч тепла, МВт·ч;

$\varepsilon$  – экономия денежных средств в результате реконструкции, связанной с использованием когенерации, в расчете на 1 МВт·ч производимой и передаваемой тепловой энергии, грн./МВт·ч;

БА – бак-аккумулятор;  
 ГВС – горячее водоснабжение;  
 КГУ – когенерационная установка;  
 КНС – канализационная насосная станция;  
 РН – рециркуляционный насос;  
 ТН – тепловой насос;  
 ТНУ – теплонасосная установка;  
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

**Индексы верхние:**

max – максимальное значение параметра;  
 КГУ – когенерационная установка;  
 p – рабочая;  
 ТНУ – теплонасосная установка;  
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.

**Индексы нижние:**

0 – расчетный параметр;  
 01, 02 – значение параметра соответственно на входе и выходе;  
 КГУ-ТНУ – схема с КГУ и ТНУ;  
 кот – котельная;  
 н – низшая;  
 пик, п. п, ночь – соответственно часы пиковых, полупиковых нагрузок энергосистемы и часы ночного минимума;  
 сн – собственные нужды;  
 ТН – тепловой насос;  
 т – тепловой;  
 тариф – тарифный;  
 топ – топливо;  
 тс – тепловые сети;  
 эл – электрический;  
 эл.нт – электрический нетто.

комплексе любой страны всегда была и остается актуальной. Тем более для Украины, как

государства, являющегося лишь частично обеспеченным традиционными видами первичных энергоресурсов, и поэтому вынужденного их импортировать. Данная ситуация усугубляется также высокой энергоемкостью производства, плохим состоянием и комплектацией энергогенерирующих производств и энергораспределяющих систем, значительными размерами платежей со стороны потребителей; отсутствием стабильности и прогнозируемости в газовом хозяйстве страны и т. п.

Повысить эффективность использования энергии топлива в коммунальном хозяйстве можно за счет внедрения когенерации. Комбинированное производство тепла и электроэнергии при определенных условиях позволяет экономить до 40 % топлива.

Как известно, нагрузки тепло- и электроснабжения являются практически независимыми, в то время как когенерационная установка производит тепловую и электрическую энергию в фиксированном соотношении. Регулирование этого соотношения практически всегда ведет к снижению энергетической эффективности производства. Среди технологий, позволяющих регулировать соотношение производимого тепла и электроэнергии на ТЭЦ, особый интерес представляет использование тепловых насосов компрессионного типа, поскольку они позволяют работать без отпуска электроэнергии в энергосистему, сохраняя при этом существенную экономию топлива по сравнению с котельным оборудованием. Данная проблема была рассмотрена в [1-3].

Большинство пароконденсационных тепловых насосов, в зависимости от вида применяемых рабочих тел, имеют ограничение максимальной температуры нагрева воды 55...65 °С. Поэтому температурный график центрального качественного регулирования отопления имеет большое значение для тепловой схемы, использующей тепловые насосы.

Доля нагрузки отопления  $\alpha$ , которую будут нести тепловые насосы в тепловой схеме при условии, что вся электроэнергия, производимая КГУ, будет потребляться приводом ТНУ, с

учетом собственных нужд ТЭЦ, определим по формуле:

$$\alpha = \frac{\mu \cdot \eta_{\text{эл}}^{\text{КГУ}}}{\eta_{\text{т}}^{\text{КГУ}} + \mu \cdot \eta_{\text{эл}}^{\text{КГУ}}} \quad (1)$$

Схему, в которой вся электроэнергия КГУ потребляется в ТНУ, а теплота, утилизируемая в КГУ, идет на нагрев теплоносителя после ТНУ, обозначим как комплекс КГУ-ТНУ.

Доля тепловой нагрузки  $\beta$ , выполняемая за счет нагрева сетевой воды в КГУ, будет:

$$\beta = 1 - \alpha = \frac{\eta_{\text{т}}^{\text{КГУ}}}{\eta_{\text{т}}^{\text{КГУ}} + \mu \cdot \eta_{\text{эл}}^{\text{КГУ}}} \quad (2)$$

Температура сетевой воды после теплового насоса будет определяться на основании температурного графика и доли нагрузки, выполняемой тепловыми насосами, °С:

$$\tau_{\text{ТН}} = \tau_{\text{о2}} + \alpha \cdot (\tau_{\text{о1}} - \tau_{\text{о2}}) \quad (3)$$

Поскольку коэффициент преобразования энергии в тепловом насосе  $\mu$  зависит от значения  $\tau_{\text{ТН}}$ , то расчет необходимо выполнять методом последовательных приближений в следующей последовательности:

1. Задаемся температурой сетевой воды после теплового насоса –  $\tau_{\text{ТН}} \in (\tau_{\text{о2}}; \tau_{\text{о1}})$ .

2. Далее на основании данных производителя определяем  $\mu$ .

3. По формулам (1), (3) уточняем значение  $\tau_{\text{ТН}}$ . Если отклонение полученной температуры превышает принятую допустимую погрешность, возвращаемся в п. 2. Иначе – считаем расчет завершенным.

Для того чтобы в условиях, расчетных для проектирования теплоснабжения, ТЭЦ могла работать без выдачи электрической мощности в энергосистему, что целесообразно в ночной период, необходимо чтобы предельное значение  $\alpha'$ , найденное по формуле:

$$\alpha' = \frac{\tau_{\text{ТН}}^{\text{max}} - \tau'_{\text{о2}}}{\tau'_{\text{о1}} - \tau'_{\text{о2}}} \quad (4)$$

было не ниже значения  $\alpha$ , определенного на основании характеристик теплонасосной и когенерационной установок при тех же условиях

по формуле (2). То есть:  $\alpha \leq \alpha'$ .

В случае  $\alpha > \alpha'$ , КГУ будут вырабатывать больше электроэнергии, чем это необходимо для привода тепловых насосов. Избыточно производимую электрическую мощность  $N_{эл.нт}^{ТЭЦ}$  необходимо отдавать в энергосистему. Она будет определяться как разница между электрическими мощностями когенерационных установок и приводов тепловых насосов:

$$N_{эл.нт}^{ТЭЦ} = N_{эл}^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{P_{сн}}{100}\right) - N_{эл}^{ТНУ}. \quad (5)$$

Электрические мощности КГУ и ТНУ можно определить, исходя из соответствующих тепловых мощностей:

$$N_{эл}^{КГУ} = Q_{т}^{КГУ} \cdot \frac{\eta_{эл}^{КГУ}}{\eta_{т}^{КГУ}} = (1 - \alpha') \cdot Q_0 \cdot \frac{\eta_{эл}^{КГУ}}{\eta_{т}^{КГУ}}; \quad (6)$$

$$N_{эл}^{ТНУ} = \frac{Q^{ТНУ}}{\mu} = \frac{\alpha' \cdot Q_0}{\mu}. \quad (7)$$

Подставляя (6) и (7) в (5), а также с учетом (2), получим:

$$N_{эл.нт}^{ТЭЦ} = \left(1 - \frac{\alpha'}{\alpha}\right) \cdot Q_0 \cdot \frac{\eta_{эл}^{КГУ}}{\eta_{т}^{КГУ}}. \quad (8)$$

Условия, при которых будет отсутствовать избыток электрической мощности КГУ, являются расчетными для проектирования ТНУ. Таким образом, доля тепловой нагрузки отопления, осуществляемая от ТНУ, будет ограничена либо номинальной тепловой мощностью, которую они смогут выдавать в заданных условиях  $\alpha$ , либо мощностью, определяемой предельной долей участия ТНУ в покрытии тепловой нагрузки  $\alpha'$ .

Выдача электрической нагрузки в энергосистему при показателе  $\alpha > \alpha'$  является вынужденной, и может быть убыточной в отношении производства электроэнергии. В другом случае, при  $\alpha \leq \alpha'$ , выдача электроэнергии в сеть будет диктоваться экономической целесообразностью.

Рассмотрим схему мини-ТЭЦ, использующую теплонасосную установку компрессионного типа. Коммунальные предприятия

получают довольно дорогую электроэнергию, поэтому собственное производство является перспективным. Учитывая, что КГУ относятся к маневренным мощностям, с целью их рационального использования необходимо учитывать произведенную ими электроэнергию по трехзонному тарифу, то есть в соответствии с тарифным коэффициентом.

Рассмотрим пример работы данной схемы для выполнения нагрузки горячего водоснабжения. Так как эта нагрузка осуществляется круглый год, её ожидаемые экономические показатели будут выше, чем для системы отопления.

Выделим в нагрузке ГВС базовую часть, которую будет покрывать комплекс КГУ-ТНУ, и переменную нагрузку, которую будет удовлетворять КГУ. В качестве расчетного графика суточного расхода горячей воды для жилого массива примем график, приведенный в [4, рис. 3.1]. При этом базовая часть равна минимуму нагрузки ГВС. Исходя из графика, выделим четыре расчетных дня – зимние и летние выходной и будний дни.

Проанализируем следующие три варианта тепловой схемы:

1) схема с КГУ и ТНУ с выдачей электроэнергии в сеть. Базовую нагрузку покрывает комплекс КГУ-ТНУ. Нагрузку надстройки несет исключительно КГУ, электроэнергия от которой выдается в сеть.

2) схема аналогична предыдущей, но для уменьшения установленной мощности КГУ, а, следовательно, и капитальных вложений, устанавливаем бак-аккумулятор, который будет сглаживать пики нагрузки ГВС и будет нести ночную переменную нагрузку. В этом случае вырабатываемая КГУ электроэнергия будет выдаваться в сеть исключительно в часы пиковых и полупиковых нагрузок энергосистемы.

3) комплекс КГУ-ТНУ с баком-аккумулятором без выдачи электроэнергии в сеть. Для данной схемы бак-аккумулятор будет рассчитываться на среднесуточную нагрузку ГВС, рассчитанную для выходного дня зимы. Электроэнергия от КГУ в этом случае будет

использоваться только для привода ТНУ и на собственные нужды предприятия.

Все схемы рассчитываются на выполнение нагрузки ГВС в выходной день отопительного периода. При этом в другие дни будет резерв тепловой мощности установки, который в отопительный период можно использовать для выполнения части нагрузки отопления.

На сегодняшний день предприятия, имеющие лицензированные КГУ, имеют право выходить на оптовый рынок электроэнергии, однако этот вопрос в силу объективных обстоятельств остается достаточно сложным. Более вероятно схема передачи производимой электроэнергии на свои объекты. В этом случае на предприятии будет происходить экономия средств, которые тратились бы на закупку электроэнергии.

Кроме того, электроэнергия, которая будет производиться в часы полупиковых и пиковых нагрузок энергосистемы, должна быть учтена в соответствии с тарифным коэффициентом.

Затраты натурального топлива (природного газа) на производство и передачу потребителю

1 МВт·ч тепловой энергии определим по формуле:

$$b_T = \frac{3600}{Q_H^p \cdot \eta_T^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} \quad (9)$$

При производстве и передаче потребителю 1 МВт·ч тепловой энергии в КГУ с учетом потерь в электрических сетях  $p_1$ , затрат на пользование электрическими сетями по договору с энергоснабжающей организацией  $p_2$ , тарифного коэффициента  $k_{тариф}$  будет произведено и выдано в электросеть следующее количество электроэнергии:

$$\vartheta = \frac{\eta_{эл}^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{p_{сн}}{100}\right) \cdot (1 - p_1 - p_2) \cdot k_{тариф}}{\eta_T^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} \quad (10)$$

Затраты на энергоносители после проведения реконструкции будут определяться как разница затрат на топливо и экономии электроэнергии:

$$z' = \frac{3600 \cdot \Pi_{топ}}{Q_H^p \cdot \eta_T^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} - \frac{\eta_{эл}^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{p_{сн}}{100}\right) \cdot (1 - p_1 - p_2) \cdot k_{тариф} \cdot \Pi_{эл}}{\eta_T^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} \quad (11)$$

Как видно из выражения (12), наименьшими будут затраты при наибольшем тарифном коэффициенте. Затраты до реконструкции ко-

тельной в расчете на 1 МВт·ч производимой и передаваемой тепловой энергии определяются как:

$$z = \frac{3600 \cdot \Pi_{топ}}{Q_H^p \cdot \eta_{кот} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} \quad (12)$$

Экономия денежных средств после реконструкции, связанной с использованием когене-

рации, будет определена как разница затрат до и после реконструкции:

$$\vartheta = z - z' = \frac{3600 \cdot \Pi_{топ}}{Q_H^p \cdot \eta_{кот} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} - \frac{3600 \cdot \Pi_{топ}}{Q_H^p \cdot \eta_T^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} + \frac{\eta_{эл}^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{p_{сн}}{100}\right) \cdot (1 - p_1 - p_2) \cdot k_{тариф} \cdot \Pi_{эл}}{\eta_T^{КГУ} \cdot \left(1 - \frac{q_{сн}}{100}\right) \cdot \eta_{тс}} \quad (13)$$

Исследуем описанные выше схемы для удовлетворения нагрузки горячего водоснабжения жилого района из 12 домов (4401 человека).

Средняя нагрузка ГВС в отопительный период составляет 1,44 МВт (1,24 Гкал/ч). При этом в качестве источника низкопотенциального

тепла для ТНУ будут использоваться неочищенные канализационные стоки. В соответствии с принципиальной схемой теплонасосной установки, утилизация низкопотенциального тепла происходит в подземном теплообменнике «труба в трубе». В качестве промежуточного теплоносителя выступает 10 %-ый раствор этиленгликоля.

Для увеличения коэффициента преобразования тепловых насосов  $\mu$ , принимаем параллельную схему включения тепловых насосов по охлаждаемой воде, и последовательную – по воде нагреваемой.

При цене газообразного топлива  $\Pi_{\text{топ}} = 2,68 \text{ грн./м}^3$ , цене на покупаемую электроэнергию  $\Pi_{\text{эл}} = 820 \text{ грн./МВт}\cdot\text{ч}$ , а также при следующих экономических характеристиках и параметрах работы оборудования:  $\eta_{\text{кот}} = 0,9$ ,  $q_{\text{сн}} = 5 \%$ ,  $p_{\text{сн}} = 5 \%$ ,  $\eta_{\text{тс}} = 0,9$ ,  $\eta_{\text{т}}^{\text{КГУ}} = 0,5$ ,

$\eta_{\text{эл}}^{\text{КГУ}} = 0,35$ ,  $\mu = 3,4$ , выражение (23) будет зависеть от времени выдачи электроэнергии в сеть и соответствующего тарифного коэффициента. Так, удельная экономия денежных средств (к<sub>тариф</sub> = 1,5) при производстве и передаче потребителю 1 МВт·ч тепловой энергии будет равна  $\mathcal{E}_{\text{пик}} = 108,0 \text{ грн./ГДж}$ . В часы полупиковых нагрузок энергосистемы (к<sub>тариф</sub> = 1)  $\mathcal{E}_{\text{п.п}} = 44,23 \text{ грн./ГДж}$ . В часы ночного минимума низкий тарифный коэффициент (к<sub>тариф</sub> = 4) делает когенерацию убыточной:  $\mathcal{E}_{\text{ночь}}^{\text{тариф}} = -32,3 \text{ грн./ГДж}$ .

Все вышеприведенные значения экономии относятся к переменной части графика нагрузки ГВС. Что касается комплекса КГУ-ТНУ, работающего в базовом режиме, экономия будет определяться только экономией топлива, и будет вычисляться по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{КГУ-ТНУ}} = \frac{107,5 \cdot \Pi_{\text{топ}}}{\eta_{\text{кот}} \cdot \left(1 - \frac{q_{\text{сн}}}{100}\right) \cdot \eta_{\text{тс}}} - \frac{107,5 \cdot \Pi_{\text{топ}}}{\eta_{\text{эл}}^{\text{КГУ}} \cdot \left(1 - \frac{p_{\text{сн}}}{100}\right) \cdot \mu + \eta_{\text{т}}^{\text{КГУ}} \cdot \left(1 - \frac{q_{\text{сн}}}{100}\right) \cdot \eta_{\text{тс}}} \quad (14)$$

Для принятого набора цен и параметров работы оборудования эта экономия средств равна  $\mathcal{E}_{\text{КГУ-ТНУ}} = 52,7 \text{ грн./ГДж}$ .

Проанализируем работу всех предложенных выше схем. Суточная удельная денежная экономия в зимний выходной день для схем представлена на рис. 3.



Рис. 1. Суточная удельная денежная экономия в зимний выходной день.

Сводная таблица по всем ключевым параметрам схем представлена ниже.

Табл. 1. Основные параметры предложенных схем

Схема	Электрическая мощность КГУ, кВт	Тепловая мощность ТНУ, кВт	Емкость БА, м <sup>3</sup>	Капиталовложения, тыс. грн.	Годовая экономия, тыс. грн.	Простой срок окупаемости, лет
№1	1747	409	нет	12320	2320	5,3
№2	1502	409	78,073	9870	2250	4,4
№3	393	1336	135,247	10970	2560	4,3

### Выводы

Проанализировав полученные результаты по всем трем схемам, можем сделать вывод, что первая схема существенно проигрывает двум другим. Что касается второй и третьей схемы, то они являются перспективными. И выбор между ними зависит от текущих цен на топливо и электроэнергию. Кроме того, потенциал энергосбережения в 3-ей схеме намного выше, чем во второй. В рамках одной теплосети на разных объектах при наличии стабильного источника низкопотенциального тепла могут использоваться как вторая, так и третья схемы одновременно. В общем, для удовлетворения нагрузки горячего водоснабжения такие схемы могут быть реализованы и имеют приемлемый срок окупаемости.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Баласанян Г.А. Оптимизация режимов нагрузок интегрированной системы энергосбережения на базе когенерационной установки и теплового насоса // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2007. – № 1. – С. 21-25.
2. Баласанян Г.А., Мазуренко А.С. Анализ эффективности интегрированных систем энергоснабжения на базе установок когенерации малой мощности и возобновляемых источников энергии // Энергетика та електрифікація. – 2008. – № 1. – С. 7-10.
3. Баласанян Г.А. Оценка эффективности интегрированных когенерационных систем // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2006. – № 3. – С. 9-12.
4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.: ил.

Получено 23.12.2011 г.