



## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ СИСТЕМ

К.т.н., доцент Орлов М.Е.<sup>1</sup>, к.т.н., доцент Ротов П.В.<sup>1</sup>, д.т.н., проф. Шарапов В.И.<sup>1</sup> (Ульяновский государственный технический университет (УлГТУ))

*АННОТАЦИЯ. Рассмотрены пути повышения надежности и энергетической эффективности теплофикационных систем городов, произведена оценка экономии условного топлива в комбинированной системе теплоснабжения.*

*КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: теплофикационные системы, надежность, энергетическая эффективность, комбинированные системы теплоснабжения, экономия топлива.*

Городские теплофикационные системы относятся к системам жизнеобеспечения, и их отказ ведет к недопустимым для человека изменениям микроклимата зданий. Анализ работы теплофикационных систем, проведенный сотрудниками Научно-исследовательской лаборатории «Теплоэнергетические системы и установки» (НИЛ ТЭСУ) УлГТУ в ряде городов России, показал, что в связи с высокой степенью физического и морального износа тепловых сетей и основного оборудования ТЭЦ надежность теплофикационных систем постоянно снижается. В некоторых регионах произошли крупные аварии магистральных теплопроводов во время поддержания в теплосетях высоких температур и давлений, поэтому даже в сильные морозы температуру теплоносителя на выходе из теплоисточника не поднимают выше значений 90 – 110°C, т.е. теплоисточники работают с систематическим недогревом сетевой воды до нормативной температуры (недотопом).

Недоотпуск тепловой энергии особенно остро ощущается в зимний период, когда значительную часть тепловой нагрузки должны обеспечивать установленные на ТЭЦ пиковые водогрейные котлы, которые имеют относительно низкий КПД и требуют применения дорогостоящих методов обработки подпиточной воды теплосети, без использования которых значительно возрастает вероятность их повреждения из-за пережога труб, т.е. уменьшается надежность как самой ТЭЦ, так и теплофикационной системы в целом [1].

Эти обстоятельства стали причиной отказа от теплофикации новых жилых районов в ряде городов и строительства там местных теплоисточников: крышных, блочных котельных или индивидуальных котлов при поквартирном отоплении. Несмотря на то, что децентрализованные системы теплоснабжения не обладают термодинамическими преимуществами комбинированной выработки электроэнергии и теплоты, их экономическая привлекательность сегодня выше, чем централизованных.

Обеспечение заданного уровня надежности и энергетической эффективности теплоснабжения потребителей является одним из основных требований, которые предъявляются при выборе и проектировании теплофикационных систем согласно Федеральному закону №190-ФЗ «О теплоснабжении» и СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» [2]. Нормативный уровень надежности определяется тремя критериями: вероятностью безотказной работы, готовностью (качеством) теплоснабжения и живучестью.

Все потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории [2]:

1) потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494-96 (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей и др.);

2) потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч: жилые и общественные здания до 12°C, промышленные здания до 8°C;

3) остальные потребители.

Надежность теплофикационных систем совершенствуют либо за счет повышения качества элементов, из которых она состоит, либо за счет резервирования. Первый путь реализуется при конструировании, изготовлении и приемке элементов и узлов в эксплуатацию. Когда технические возможности повышения качества элементов исчерпаны или когда дальнейшее повышение качества экономически не выгодно, переходят к резервированию. Главной отличительной особенностью нерезервированной системы является то, что отказ любого ее элемента приводит к отказу всей системы, а у резервированной системы вероятность такого явления существенно снижается.

В сложных технических системах существуют несколько видов резервирования: функциональное резервирование, нагрузочное резервирование, общее резервирование, раздельное резервирование, скользящее резервирование

<sup>1</sup> 432027, г. Ульяновск, ул. Северный Венец, 32, УлГТУ, кафедра ТГВ

и дублирование [3]. Наиболее часто применяют функциональное резервирование, которое предусматривает использование способности элементов выполнять дополнительные функции вместо основных или наряду с ними.

В системах теплоснабжения одним из способов функционального резервирования, предусмотренных в СНиП 41-02-2003 [2], является совместная работа различных источников теплоты.

Недоотпуск теплоты базовым теплоисточником, например, из-за аварии на магистральном теплопроводе, приведет к падению температуры внутри отапливаемых зданий ниже допустимого значения  $t_b = 12^\circ\text{C}$ , т.е. к отказу функционирования системы. Время отказа  $\tau_{\text{отк}}$ , ч, можно определить согласно методике, представленной в [4], по формуле:

$$\tau_{\text{отк}} = \beta \cdot \ln \frac{(t_{\text{в0}} - t_{\text{н}})(1 - \varphi)}{(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) - \varphi(t_{\text{в0}} - t_{\text{н}})}, \quad (1)$$

где  $\beta$  – коэффициент теплоаккумулирующей способности здания, ч, принимается по [5];  $t_{\text{в0}}$  – начальная температура воздуха внутри помещений,  $^\circ\text{C}$ ;  $t_{\text{н}}$  – расчетная температура наружного воздуха,  $^\circ\text{C}$ ;  $\varphi$  – относительная доля резервирования тепловой нагрузки.

Результаты расчетов по формуле (1) для зданий с различной теплоаккумулирующей способностью при климатических условиях г. Ульяновска ( $t_{\text{н}} = -31^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{в0}} = 20^\circ\text{C}$ ) представлены на рис. 1.

Из графиков видно, что в здании с теплоаккумулирующей способностью  $\beta = 100$  ч время падения температуры ниже  $12^\circ\text{C}$  возрастает с 17 ч при отсутствии резервирования до 38 ч при 50% резервировании тепловой нагрузки на местном теплоисточнике.

С целью повышения надежности и энергетической эффективности систем теплоснабжения в НИЛ ТЭСУ УлГТУ созданы технологии рабо-

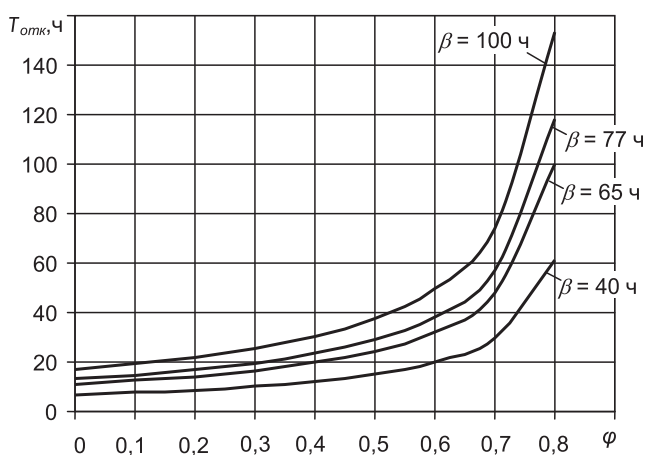


Рис. 1. Изменение времени отказа от доли резервирования тепловой нагрузки на местном теплоисточнике для зданий с различной теплоаккумулирующей способностью.

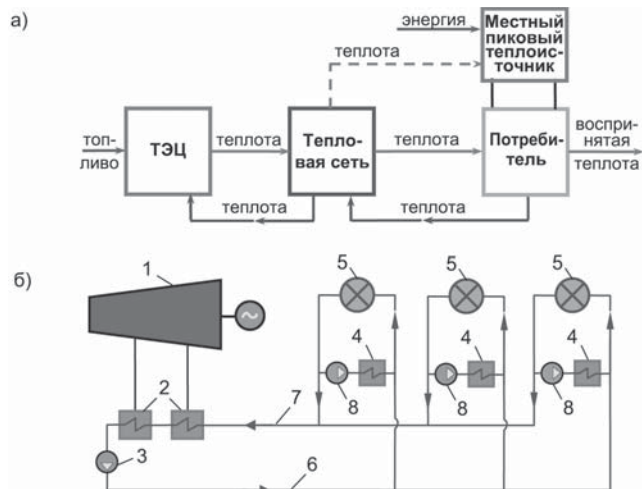


Рис. 2. Структурная (а) и принципиальная (б) схемы комбинированной системы теплоснабжения с централизованными и местными теплоисточниками:

1 – теплофикационная турбина; 2 – основные сетевые подогреватели; 3 – сетевой насос; 4 – местные пиковые теплоисточники; 5 – абоненты; 6, 7 – подающий и обратный трубопроводы теплосети; 8 – насос у абонента.

ты комбинированных систем теплоснабжения с централизованными основными и автономными пиковыми теплоисточниками (АПТ), которые объединяют в себе структурные элементы централизованных и децентрализованных систем теплоснабжения [6].

Технологии комбинированного теплоснабжения предусматривают покрытие базовой части тепловой нагрузки системы теплоснабжения за счет высокоэкономичных отборов пара теплофикационных турбин ТЭЦ и обеспечение пиковой нагрузки с помощью АПТ, установленных непосредственно у абонентов. В такой системе теплоснабжения ТЭЦ работает с максимальной эффективностью при коэффициенте теплофикации, равном единице. Структурная и принципиальная схемы такой системы теплоснабжения изображены на рис. 2.

В качестве местных АПТ могут быть использованы газовые и электрические бытовые отопительные котлы, электрообогреватели, инфракрасные излучатели, часть пиковой нагрузки может обеспечиваться тепловыми насосами.

Преимуществом этих технологий является возможность каждого отдельного абонента самостоятельно, независимо от остальных, выбирать момент включения пикового теплоисточника и величину нагрева воды в нем, что повышает качество теплоснабжения и создает более комфортные условия индивидуально для каждого абонента. Кроме того, при аварийных ситуациях на ТЭЦ и перебоях с централизованным теплоснабжением в работе остаются автономные источники теплоты абонентов, которые в этих случаях будут работать в качестве основных, что позволяет защитить систему теплоснабжения от замерзания и существенно повысить ее надежность. При про-

филактических отключениях теплоснабжения в летний период абоненты, подключенные к местному теплоисточнику, стабильно обеспечены горячим водоснабжением.

Произведем расчет энергетической эффективности комбинированной системы теплоснабжения (рис. 2б) при номинальном режиме работы ТЭЦ по методике, разработанной в НИЛ ТЭСУ [7]. Экономичность предложенной технологии оценим по величине годовой экономии условного топлива при переходе от традиционной централизованной системы теплоснабжения к комбинированной системе теплоснабжения с ТЭЦ и АПТ.

Традиционная теплофикационная система работает с расчетной тепловой нагрузкой  $Q = 360$  Гкал/ч по температурному графику 150/70°C с центральным качественным регулированием (рис. 3). На ТЭЦ установлены турбина Т-100-130 и пиковый водогрейный котел КВГМ-180, проектный коэффициент теплофикации  $\alpha_{тэц} = 0,485$ .

Режим работы комбинированной системы теплоснабжения (рис. 2б) отличается от режима работы традиционной системы. Изменение базовой тепловой нагрузки на ТЭЦ осуществляют путем центрального качественного регулирования за счет изменения температуры сетевой воды в пределах 60 ÷ 88°C при постоянном расходе сетевой воды через подогреватели  $G_{св} = 4500$  т/ч. Изменение пиковой тепловой нагрузки производят путем местного количественного регулирования у каждого из абонентов за счет изменения расхода сетевой воды, циркулирующей через АПТ (газовые отопительные котлы) и местные системы абонентов. При этом температура сетевой воды после АПТ не превышает температуры после сетевых подогревателей. За счет этого снижается температура обратной сетевой воды до  $t'_2 = 49^\circ\text{C}$ , в результате возрастает теплофикационная выработка электроэнергии на ТЭЦ и уменьшаются тепловые потери трубопроводов теплосети.

Расход воды через все местные системы абонентов  $G_m$ , т/ч, составляет

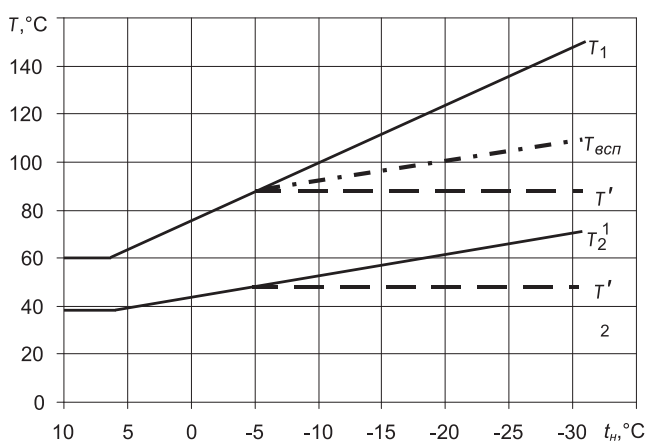


Рис. 3. Графики изменения температур теплоносителя в централизованной ( $T_1, T_2, T_{всп}$ ) и комбинированной системах теплоснабжения ( $T'_1, T'_2$ ).

$$G_m = G_{св} (\tau_1 - \tau_2) / (\tau'_1 - \tau'_2), \quad (2)$$

где  $\tau_1, \tau_2$  — температуры воды в подающем и обратном трубопроводах теплосети при традиционной системе теплоснабжения, °C;  $\tau'_1, \tau'_2$  — температуры воды в подающем и обратном трубопроводах местных систем абонентов при комбинированном теплоснабжении, °C.

При температурном графике работы местных систем абонентов 88/49 °C максимальный расход воды во всех местных системах абонентов составит 9231 т/ч, а через АПТ в этом случае будет проходить расход  $G_{ант}$ , т/ч, определяемый по формуле

$$G_{ант} = G_m - G_{св}. \quad (3)$$

Для рассматриваемого примера максимальный расход теплоносителя в местных системах абонентов составит  $G_{ант} = 4731$  т/ч.

Годовая экономия условного топлива,  $\Delta B$ , т/год, в комбинированной системе теплоснабжения может быть представлена как

$$\Delta B = \Delta B_{тф} - \Delta B_0 + \Delta B_{пик} + \Delta B_n, \quad (4)$$

где  $\Delta B_{тф}$  — изменение расхода условного топлива при переходе от централизованной системы теплоснабжения к комбинированной, т/год;  $\Delta B_0$  — изменение расхода условного топлива на энергетические котлы в комбинированной системе теплоснабжения, т/год;  $\Delta B_{пик}$  — изменение расхода условного топлива при передаче тепловой нагрузки с пиковых водогрейных котлов ТЭЦ на АПТ, т/год;  $\Delta B_n$  — изменение расхода условного топлива на выработку электроэнергии для сетевых насосов и насосов, установленных в местных системах абонентов, т/год.

Для упрощения дальнейших расчетов заменим нижний и верхний сетевые подогреватели одним условным сетевым подогревателем со средними параметрами теплоносителей на входе и выходе.

Экономия условного топлива  $\Delta B_{тф}$ , т/год, при увеличении теплофикационной мощности турбоустановки в результате перехода от централизованной системы теплоснабжения к комбинированной определим по формуле:

$$\Delta B_{тф} = 1,163 G_{св} k_r \eta_{эм} \Delta b_э.$$

$$\sum_{i=1}^m \left[ \frac{(\tau'_{1i} - \tau'_{2i})(h_o - h'_{pi})}{h'_{pi} - h'_{ki}} - \frac{(\tau_{вспi} - \tau_{2i})(h_o - h_{pi})}{h_{pi} - h_{ki}} \right] n_i \quad (5)$$

где  $k_r$  — коэффициент, учитывающий регенеративный подогрев конденсата пара отборов турбины, принимаем  $k_r = 1,16$  [8];  $\eta_{эм}$  — электро-механический КПД турбогенератора,  $\eta_{эм} = 0,98$ ;

$\Delta b_0$  – разность расходов условного топлива на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, т/кВт·ч;  $\tau_{1i}, \tau_{2i}, \tau_{вспi}$  – температуры воды в подающем, обратном трубопроводах теплосети и после сетевого подогревателя для централизованной системы теплоснабжения в  $i$ -м режиме, °С;  $\tau'_{1i}, \tau'_{2i}$  – температуры воды в подающем и обратном трубопроводах теплосети для комбинированной системы теплоснабжения в  $i$ -м режиме, °С;  $h_o$  – энтальпия острого пара, кДж/кг;  $h_{ni}, h'_{ni}$  – средние энтальпии пара отопительных отборов перед условным сетевым подогревателем при централизованной и комбинированной системе теплоснабжения в  $i$ -м режиме, кДж/кг;  $h_{ki}, h'_{ki}$  – средние энтальпии конденсата после условного сетевого подогревателя при централизованной и комбинированной системе теплоснабжения в  $i$ -м режиме, кДж/кг;  $n_i$  – продолжительность работы системы в  $i$ -м режиме, ч;  $i = 1 \dots m$  – число режимов работы системы в пиковый период.

Расчет по формуле (5) показывает, что в среднем за пиковый период общей продолжительностью  $\sum n_i = 2420$  ч экономия условного топлива равна  $\Delta B_{мф} = 3281$  т/год, при этом дополнительная теплофикационная выработка электроэнергии на ТЭЦ составляет 13,1 млн. кВт·ч/год. Однако в этом случае нужно учесть изменение расхода топлива на выработку дополнительного количества пара в энергетических котлах

$$\Delta B_0 = \frac{G_{св} c_v (h_o - h_{пв})}{Q_H^p \eta_n} \cdot \sum_{i=1}^m \left[ \frac{\tau'_{1i} - \tau'_{2i}}{h'_{ni} - h'_{ki}} - \frac{\tau_{вспi} - \tau_{2i}}{h_{ni} - h_{ki}} \right] n_i, \quad (6)$$

где  $Q_H^p$  – низшая теплота сгорания условного топлива, кДж/кг;  $c_v$  – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг·°С),  $h_{пв}$  – энтальпия питательной воды парового котла, кДж/кг;  $\eta_n$  – КПД парового котла.

При переходе от традиционной системы теплоснабжения к комбинированной расход условного топлива на выработку пара в паровых котлах ТЭЦ возрастает до  $\Delta B_0 = 638,6$  т/год.

Экономия топлива при передаче нагрузки с пикового водогрейного котла на индивидуальные отопительные котлы, которые применяются в местных системах теплоснабжения качестве АПТ, определяем как

$$\Delta B_{пик} = \frac{1,163}{Q_H^p} \sum_{i=1}^m \left[ \frac{G_{св} (\tau_{1i} - \tau_{вспi})}{\eta_{пек}} - \frac{G_{антi} (\tau'_{1i} - \tau'_{2i})}{\eta_{ант}} \right] n_i, \quad (7)$$

где  $G_{антi}$  – расход воды через автономный пиковый теплоисточник в  $i$ -м режиме, т/ч;  $\eta_{пек}, \eta_{ант}$  –

КПД пикового водогрейного котла ТЭЦ и АПТ в местной системе.

Поскольку КПД пиковых водогрейных котлов  $\eta_{пек} = 0,91$  меньше, чем КПД современных автономных пиковых теплоисточников  $\eta_{ант} = 0,94$ , то определенная по формуле (7) экономия условного топлива равна  $\Delta B_{пик} = 252,6$  т/год.

В традиционной системе теплоснабжения установлены сетевые насосы, рассчитанные на преодоление гидравлического сопротивления пиковых водогрейных котлов, теплосети и местных систем теплоснабжения, в комбинированной системе теплоснабжения также имеются сетевые насосы, а у потребителя еще установлены насосы для циркуляции и смешения воды в местной системе. Гидравлическое сопротивление пиковых водогрейных котлов существенно превышает сопротивление АПТ, следовательно, напор сетевых насосов в комбинированной системе теплоснабжения может быть уменьшен на величину гидравлического сопротивления отсутствующего пикового водогрейного котла  $\Delta H_{пек} = 15$  м. Изменение затрат условного топлива на выработку необходимого для насосов количества электроэнергии в комбинированной системе теплоснабжения определяется по выражению

$$\Delta B_H = \frac{b_{\kappa} g}{3600} \left( \frac{\Delta H_{пек} V_{сн}}{\eta_{сн}} \sum_{i=1}^m n_i - \sum_{i=1}^m \frac{H_{ср} V_{антi} n_i}{\eta_{мн}} \right), \quad (8)$$

где  $b_{\kappa}$  – удельный расход условного топлива на конденсационную выработку электроэнергии, т/(кВт·ч);  $\Delta H_{пек}$  – гидравлическое сопротивление пикового водогрейного котла, м;  $H_{ср}$  – средний напор местных насосов, м;  $V_{сн}, V_{антi}$  – подача сетевого и всех местных насосов в  $i$ -м режиме, м<sup>3</sup>/ч;  $\eta_{сн}, \eta_{мн}$  – средние КПД сетевого и местного насоса;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Предположим, что в комбинированной системе теплоснабжения установлены одинаковые насосы со средним напором  $H_{ср} = 32$  м и КПД  $\eta_{мн} = 0,8$ , тогда экономия условного топлива, рассчитанная по формуле (8), равна  $\Delta B_H = 97,7$  т/год.

Таким образом, в комбинированной системе теплоснабжения годовая экономия условного топлива, определенная по уравнению (4), составляет  $\Delta B = 2993$  т/год или 5,99 млн. руб./год при средней цене условного топлива 2000 руб./т.

## Выводы

1. Рассмотрены возможности повышения надежности городских теплофикационных систем за счет функционального резервирования теплоисточников, и получена зависимость времени снижения температуры ниже 12°С в жилых домах с различной теплоаккумулирующей способностью



при разной относительной доле резервирования тепловой нагрузки.

2. Разработана технология комбинированного теплоснабжения с покрытием базовой тепловой нагрузки сетевыми подогревателями турбин ТЭЦ и обеспечением пиковой нагрузки от автономных пиковых теплоисточников, установленных в местных системах теплоснабжения абонентов.

3. Произведена оценка энергетической эффективности комбинированной системы теплоснабжения по сравнению с традиционной системой централизованного теплоснабжения и определена экономия условного топлива, которая в расчете на одну турбину Т-100-130 составила 2993 т/год или 5,99 млн. руб./год.

### Литература

1. Шарапов В.И., Орлов М.Е. Технологии обеспечения пиковой нагрузки систем теплоснабжения. М.: Изд-во «Новости теплоснабжения». 2006.
2. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети/ Госстрой России. М. 2004.
3. Надежность технических систем: Справочник / Ю.К. Беляев, В.А. Богатырев, В.В. Болотин и др. Под ред. И.А. Ушакова. М.: Радио и связь. 1985.
4. Надежность ТЭС: Учеб. пособие / Г.В. Ноздренко, В.Г. Томилов, В.В. Зыков и др. Новосибирск: Изд-во НГТУ. 1999.
5. Указания по повышению надежности систем коммунального теплоснабжения. М.: ОНТИ АКХ им. К.Д. Памфилова, 1990.
6. Пат. 2235249 (RU). Способ теплоснабжения/ В.И. Шарапов, М.Е. Орлов, П.В. Ротов и др. // Бюллетень изобретений. 2004. № 24. Заявл. 28.03.2003, №2003108707/6. Оpubл. 27.08.2004.
7. Методика расчета энергетической эффективности технологий подготовки воды на тепловых электростанциях / В.И. Шарапов, П.Б. Пазушкин, Е.В. Макарова и др. // Проблемы энергетики. Известия вузов. 2002. № 7-8, с. 22-35.
8. Шапиро Г. А. Повышение экономичности ТЭЦ. М.: Энергия. 1981.

