

1. Х а р а з Д.И., П с а х и с Б.И. Пути использования вторичных энергоресурсов в химических производствах. – М.: Химия, 1984. – 224 с.

УДК 621.91

Н.И. ШКОДА, канд. техн. наук (БПИ)

ВОЗМОЖНОСТИ РАСШИРЕНИЯ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА ТЭС ПРИ ЕЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Возрастание числа агрегатов ТЭС (включая энергоблочное оборудование), отработавших свой расчетный ресурс времени, остро ставит проблему их дальнейшего использования. В энергетической программе СССР на длительную перспективу определены необходимые объемы подлежащего замене энергетического оборудования. Однако министерствами энергетики и электрификации СССР и энергетического машиностроения СССР не определены типы энергетического оборудования, которое должно вводиться в период 1990–2000 гг. и обеспечивать эффективную замену демонтируемого [1].

Разработанное и выпускаемое отечественными энергомашиностроительными заводами оборудование для ТЭС не отвечает возросшим требованиям маневренности. Прежде всего не обеспечивается эффективная замена отработавшего установленный срок оборудования ТЭС, которое выполняет функции маневренных электростанций. Очевидно, при реконструкции и модернизации морально устаревших, но пригодных к дальнейшей эксплуатации (после небольшого восстановительного ремонта отдельных деталей) турбин необходимо добиваться значительного расширения регулировочного диапазона работы станции.

Тенденция к продлению эксплуатационной кампании ТЭС, отработавших расчетный ресурс времени, соответствует наметившемуся в мире изменению взгляда на их срок службы (50...60 лет вместо ранее установленного 20...30 лет). Следует также учесть, что значительная доля намеченного к реконструкции и модернизации энергооборудования представляет собой типовые теплофикационные или конденсационные турбоагрегаты, переведенные на теплофикационный режим работы.

Таким образом, в большинстве случаев поставлен вопрос о реконструкции, модернизации или выводе из эксплуатации устаревшего теплофикационного оборудования ТЭС, обеспечивающего выработку электроэнергии по теплофикационному циклу с удельным расходом топлива 0,15...0,16 кг у.т./(кВт·ч), что в 2 раза ниже, чем на конденсационных энергоблоках с закритическими параметрами пара. Причем на опыте видно, что ТЭС, модернизированные в ТЭЦ, расположены в центре потребления тепловых и электрических нагрузок, имеют развитую мощность пиковых водогрейных котлов (ПВК) и еще длительное время (даже после ввода замещающих их мощностей на АЭС) остаются резервом тепловых и электрических мощностей.

Проведенные исследования показывают, что ТЭЦ, совмещенные с крупными водогрейными котельными, можно дополнить электротоплами, кото-

рые используют электроэнергию для отопления в ночные часы при наличии свободной мощности энергосистемы. Такая малозатратная реконструкция позволит в дальнейшем использовать морально устаревшие, но высокоэкономичные ТЭЦ в качестве маневренных электростанций для заполнения провалов в графиках потребления электроэнергии. Следует учесть, что отключение электродкотлов позволяет увеличить аварийный резерв электрической мощности энергосистемы. Так как установленная мощность электродкотлов дублирует тепловую мощность сетевых подогревателей, то они могут также рассматриваться в качестве резервной тепловой мощности системы теплоснабжения.

Удельный расход топлива на отпуск теплоты от электродкотлов

$$b_Q^{\text{ЭК}} = B_3 / (3,6W_3^{\text{ЭК}}) = 3600 / (3,6Q_{\text{Н}}^{\text{П}} \eta_{\text{С}}^{\text{Э}} \eta_{\text{ЭП}} \eta_{\text{ЭК}}) = \\ = 10^3 / (Q_{\text{Н}}^{\text{П}} \eta_{\text{С}}^{\text{Э}} \eta_{\text{ЭП}} \eta_{\text{ЭК}}),$$

где B_3 и $W_3^{\text{ЭК}}$ – расход соответственно топлива на выработку электроэнергии, потребляемой электродкотлами, и электроэнергии на электродкотлы; $\eta_{\text{С}}^{\text{Э}}$, $\eta_{\text{ЭП}}$ и $\eta_{\text{ЭК}}$ – коэффициенты полезного действия соответственно станции по выработке электроэнергии, потребляемой электродкотлами, электропередачи и электродкотлов.

Экономия расчетных затрат в энергосистеме от перевода ТЭЦ в маневренный режим работы с электродкотлами, дублирующими часть мощности пиковых водогрейных котлов (ПВК), определится по выражению

$$\Delta Z = p_{\text{Н}} (\Delta K_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} + \Delta K_{\text{ман}} + \Delta K^{\text{ПВК}} + K_{\text{рек}} - K_{\text{ЭК}} - K_{\text{в.рем}}) + \\ + [b_{\text{зам}}^{\text{КЭС}} \text{Э}_{\text{год}} - B_{\text{ЭЭ}}^{\text{ТЭЦ}} - (b_Q^{\text{ЭК}} - b^{\text{ПВК}}) Q_{\text{от}}^{\text{ЭК}}] z_{\text{Т}},$$

где $p_{\text{Н}}$ – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений; $\Delta K_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}$, $\Delta K_{\text{ман}}$, $\Delta K^{\text{ПВК}}$, $K_{\text{рек}}$, $K_{\text{ЭК}}$ и $K_{\text{в.рем}}$ – капитальные затраты соответственно на ввод мощности замещаемой КЭС при демонтаже турбин устаревшей ТЭЦ, на увеличение регулировочного диапазона замещаемой ТЭС энергосистемы, в резервную тепловую мощность водогрейной котельной, перевод ТЭЦ в котельную, электродкотлы и восстановительный ремонт; $b_{\text{зам}}^{\text{КЭС}}$ – удельный расход топлива на замещаемой КЭС энергосистемы; $\text{Э}_{\text{год}}$ и $B_{\text{ЭЭ}}^{\text{ТЭЦ}}$ – годовые соответственно отпуск электроэнергии и расход топлива на выработку электроэнергии для реконструируемой ТЭЦ; $b_Q^{\text{ЭК}}$ и $b^{\text{ПВК}}$ – удельный расход топлива соответственно на отпуск теплоты от электродкотлов и ПВК; $Q_{\text{от}}^{\text{ЭК}}$ – годовая отпуск теплоты от электродкотлов; $z_{\text{Т}}$ – замыкающие затраты на топливо.

Расчеты, проведенные применительно к Минской ТЭЦ-2 показывают, что установка электродкотлов – эффективное средство повышения маневренности, экономичности, надежности и качества тепло- и электроснабжения. Такое мероприятие обеспечивает годовую экономию около 1,3 млн. р., из них за счет экономии в энергосистеме – 28 тыс.т топлива (условного), или 700 тыс.р. Отметим, что тенденция использования электродкотлов в системах теплоснабжения для регулирования электрических нагрузок в последнее время харак-

терна и для некоторых зарубежных стран: Финляндии, Швеции и др. [2, 3]. Единичная мощность электрокотлов в этих странах составляет 20...40 МВт. Производство электрокотлов единичной мощностью до 10 МВт организовано в СССР на заводе сантехнических и электромонтажных изделий (ЗСТЭМИ) в г. Братске.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гапеев В.В. Повышение технического уровня теплоэнергетики в XII пятилетке // Теплоэнергетика. — 1986. — № 1. — С. 5–8. 2. Realized systems of nuclear heat generation / P.Zenker, E. Aalto, P. Almgvist, L. Gross. "Fernwärme Int. Adressb. und Bezugsquellenverzeichnis". Frankfurt, 1985. — S. 120–136. 3. Kainlauri Eino O. Renewable forms of energy utilized in district heating systems in Europe. Energy Dev.: New Forms, Renewables, Conserv. Proc. ENERGEX' 84, Global Energy Forum Regina, 14–19 May, 1984, Toronto e.a., 1984, p. 971–974.

УДК 621.1.016.4-462

Г.В. ВАСИЛЬЕВА, канд. техн. наук,
Э.М. КОСМАЧЕВА (БПИ)

КРИЗИС КИПЕНИЯ В ТЕРМОСИФОНЕ

Экспериментальное исследование процессов тепло- и массопереноса двухфазных термосифонов направлено главным образом на изучение физической природы оптимальных условий работы, которые обеспечивают максимальный перенос тепла из горячей среды в холодную.

Связь между геометрическими характеристиками термосифонов, их теплофизическими свойствами и внешними условиями подвода и отвода тепла определяется рядом зависимостей, позволяющих использовать термосифоны в теплопередающих устройствах для утилизации тепла вторичных энергоресурсов. К таким устройствам относятся воздухоподогреватели паровых и водогрейных котлов [1], системы кондиционирования и отопления промышленных и жилых зданий [2], льдогрунтовые основания различного назначения, используемые в строительстве [3], металлургические агрегаты [4], электрические машины [5] и радиоэлектронные устройства [6].

Целью данной работы явилось исследование кризисных явлений теплопередачи в двухфазных термосифонах. Опыты проводились на экспериментальной установке, которая представляла собой термосифон, выполненный из Ст 3 диаметром 42/40 мм, длиной 4500 мм. Длина испарителя составляла 1200 мм, длина конденсатора — 1250 мм. Испаритель термосифона имеет шесть ребер, высота каждого из них 60 мм, длина 1200 мм и расстояние между ними 15 мм. Термосифон заправляется фреоном (0,5 объема испарителя).

Нагрев испарительной зоны термосифона осуществлялся трубчатыми радиационными нагревателями, расположенными между ребрами. К нагревателям поступал ток от сети напряжением 380 В через систему понижающих трансформаторов, позволяющих регулировать подводимую к термосифону мощность в широком диапазоне нагрузок.

Температуру стенки опытного термосифона измеряли при помощи