

УЧЕТ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ ТЭЦ

Вопросам повышения эффективности использования топлива и мероприятиям, направленным на максимальное сокращение его расхода, в настоящее время уделяется большое внимание.

Анализ работы промышленно-отопительных ТЭЦ в ряде городов БССР показывает, что их фактические показатели в части удельных расходов топлива на выработку электроэнергии существенно повышены против расчетных. Одна из основных причин этого — длительная работа ТЭЦ в условиях, когда фактические режимы отпуска тепла отличаются от проектных.

Для ТЭЦ, обеспечивающей отпуск тепла в виде горячей воды промышленным предприятиям и коммунально-бытовому сектору города, необходимо учитывать значительную суточную неравномерность отпуска тепла разным по характеру использования тепла потребителям.

При расчетной температуре воздуха ($t_{н.р}$) температура обратной сетевой воды ($t_{о.с}$) при применении двухступенчатой смешанной схемы горячего водоснабжения (практически повсеместно применяемой в настоящее время) составляет 63 — 65°С. Это средняя температура обратной воды в рабочие дни недели с 8 до 24 ч. В нерабочие дни, а также в ночные часы рабочих дней (в связи со значительными сокращениями расхода тепла на горячее водоснабжение, а также на вентиляцию предприятий) необходимо обеспечить сокращение расхода воды в системе и привести его в соответствие с балансом фактического потребляемого тепла. Потребность последнего составляет до 70% от расчетного расхода.

В настоящее время ТЭЦ работают по методу качественного регулирования отпуска тепла (за счет изменения температуры прямой сетевой воды при практически неизменном ее расходе). Снижение тепловой нагрузки в нерабочее время при практически неизменном расходе воды в системе приводит к повышению ее обратной температуры.

На рис. 1 показано повышение температуры сетевой воды для одного из районов г. Москвы, на рис. 2 — в сетях г. Минска, обеспечиваемых теплом от Минской ТЭЦ-3.

Повышение температуры $t_{o.c}$ составляет в ночной период от $5-15^{\circ}\text{C}$ в г. Москве, до $10-20^{\circ}\text{C}$ в г. Минске, где имеет место значительный отпуск тепла для вентиляции. Подогрев воды на ТЭЦ осуществляется до $t'_{п.с} = 120^{\circ}\text{C}$ теплом отборов

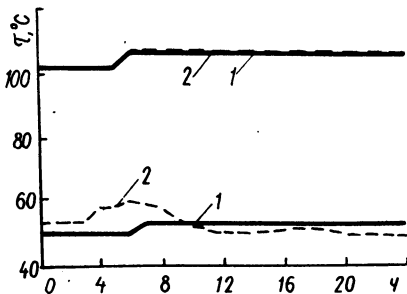


Рис. 1. Температура сетевой воды для одного из районов г. Москвы: 1 - расчетная; 2 - фактическая.

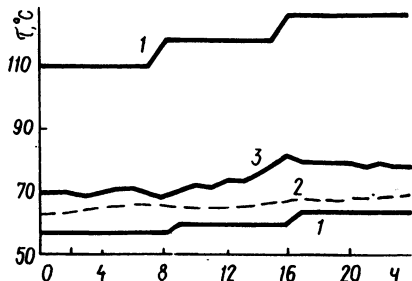


Рис. 2. Температура сетевой воды для промышленного района г. Минска: 1 - расчетная; 2, 3 - соответственно фактическая для отопительного и промышленного районов.

теплофикационных турбин, а с 120°C до 150°C — пиковыми водогрейными котлами. Для турбины типа Т-100 возможный расход воды $W_H = \frac{Q_{\text{турб}}}{t'_{п.с} - t_{o.c}} = \frac{160}{120 - 63} = 3000 \text{ м}^3/\text{ч}$, а теп-

ловая мощность пикового котла $Q_{п.к.} = W_H \cdot (150 - 120) = 90 \text{ Гкал/ч}$. Общая присоединенная тепловая нагрузка $Q_{o.p.} = 250 \text{ Гкал/ч}$. В ночные часы и нерабочие дни тепловая нагрузка турбины равна

$$Q_{\text{турб}}^{\text{нер.вр}} = W_H (t'_{п.с} - t_{o.c}^{\text{факт}}) = 3000(120 - 80) = 120 \text{ Гкал/ч,}$$

где $t_{o.c}^{\text{факт}} = 80^{\circ}\text{C}$ — фактическая температура обратной сетевой воды.

Следовательно, даже при $\alpha_T = \frac{Q_{\text{турб}}}{Q_{\text{о.р}}} = 0,5-0,6$ в течение

почти 50% отопительного периода теплофикационные турбины работают с нагрузкой, равной 75—80% от расчетной. Сокращение высокоэкономичной выработки электроэнергии на базе отпуска тепла заменяется в этом случае выработкой электроэнергии за счет пропуска пара в конденсатор турбины. Общий удельный расход топлива при этом увеличивается. Снижаются также такие общие экономические показатели, как рентабельность, себестоимость и др., так как дорогое оборудование ТЭЦ (турбины, энергетические котлы высокого давления) используются недостаточно эффективно.

Повысить рентабельность ТЭЦ можно за счет подключения дополнительных тепловых потребителей с таким расчетом, чтобы максимально использовать имеющуюся мощность тепловых отборов турбины в нерабочее время. Например, для турбины $T=100$ это увеличение составляет $\Delta Q_{\text{турб}} = 40$ Гкал/ч или до $\Delta Q_{\text{о.р}} = 65$ Гкал/ч присоединенной нагрузки. Это приводит к уменьшению нагрева воды в рабочее время (8—24 ч), в том числе от турбин до $102-105^{\circ}\text{C}$, а в целом до 135°C против 150°C по температурному графику.

Практика работы ряда систем теплоснабжения подтверждает реальную возможность такого снижения. При этом необходимо учесть следующее.

1. Указанный недогрев в период с 8 до 24 ч начинается с относительной нагрузки, равной $\bar{Q}_i = \frac{Q_{\text{о.р}}}{Q_{\text{о.р}} + \Delta Q_{\text{о.р}}} \approx 0,8$ +

0,85 (при $\Delta Q_{\text{о.р}} = 20-25\%$). Тогда $t_{\text{нар}} = -15 \div -20^{\circ}\text{C}$. Число дней в отопительном периоде с температурой ниже указанной равно 10—15 для условий г. Москвы и до 5—8 — для условий г. Минска. С учетом нерабочих дней количество “необеспеченных” дней равно 3—8, что составляет 2—4% от общего количества дней.

2. Анализ скорости ветра в г. Минске в дни с $t_{\text{нар}} = -15 \div -25^{\circ}\text{C}$ за последние 10 лет показал, что $V = 2 \div 3$ м/с против проектных $5 \div 6$ м/с. Снижение скорости ветра на 2—3 м/с равноценно снижению температуры прямой сетевой воды на $5-10^{\circ}\text{C}$.

3. Температура воздуха в рабочие часы на $2 \div 5^{\circ}\text{C}$ выше, чем в ночные часы. Это также равноценно снижению $t_{\text{п.с}} = 6 \div 15^{\circ}\text{C}$.

4. В рабочие часы имеются значительные тепловыделения от бытовых приборов внутри помещений, что приводит к повышению температуры внутри помещений сверх расчетной [1].

5. Значительное количество предприятий (за исключением приборостроительных, точной оптики и др.) из-за опасности размораживания приточных установок переводят их в режим рециркуляции. Это сокращает расход тепла и приводит к повышению температуры обратной сетевой воды (рис. 2).

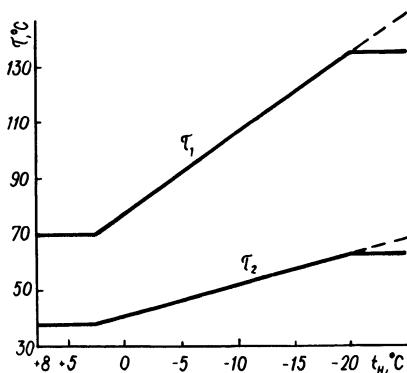


Рис. 3. Температурный график со "срезкой" при $t_{\text{п.с}} = 135^{\circ}\text{C}$.

В ряде городов (Москва, Минск, Киев, Уфа и др.) тепловые сети работают по так называемому "срезанному" графику температур (рис. 3) (энергосистема не гарантирует температуру прямой воды свыше температуры "срезки")

$$t_{\text{п.с}}^{\text{с.р}} \approx 130 \div 135^{\circ}\text{C}.$$

Практика эксплуатации показывает, что жалоб потребителей в период с $t_{\text{нар}}$ ниже -15°C при действии "срезанных" графиков не наблюдается.

Вполне возможно и допустимо подобного рода снижение температуры воды исходя из фактического снижения тепловых нагрузок в течение суток, так как суммарный максимум всех видов нагрузок в данный конкретный период суток не равен сумме расчетных максимумов каждой нагрузки

$$Q_{\text{общ}} = k \sum_1^n Q_i,$$

где $k = 0,8 \div 0,95$.

Присоединение дополнительных тепловых потребителей значительно повышает эффективность работы оборудования ТЭЦ. Увеличение общей нагрузки на 20—25% обеспечивает увеличение отпуска тепла из отборов турбин в $1,1 \div 1,2$ раза (рис. 4). Для

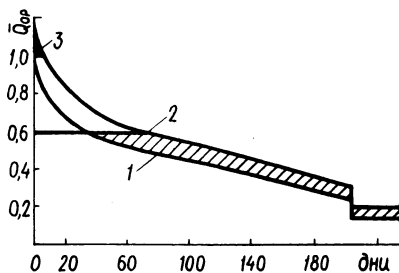


Рис. 4. График годового отпуска тепла от ТЭЦ: 1, 2 — соответственно расчетный и с учетом дополнительного подключения тепловых потребителей; 3 — ограничение в рабочие дни при $t_{\text{нар}} = -15 \div -25^{\circ}\text{C}$.

турбин типа Т-100 дополнительная экономия топлива $\Delta B = 8 \div 10$ тыс. т. у. т./год, или до 15% от расчетной. Присоединение дополнительной нагрузки на ТЭЦ обеспечивает также и экономии капитальных вложений на величину

$$\Delta K_{\text{qp}} = \Delta Q_{\text{o.p}} \left(K_{\text{p.k}}^{\text{yo}} - a K_{\text{п.к}}^{\text{yo}} \right) \text{ т.руб/Гкал.}$$

При $K_{\text{p.k}} = 15 \cdot 10^3$ руб/Гкал $K_{\text{п.к}}^{\text{тэц}} = 7 \cdot 10^3$ руб/Гкал,

$$a = \frac{\Delta Q_{\text{п.к}}}{Q_{\text{qp}}} = 0,4 \div 0,5; \Delta K_{\text{o.p}} = (10 \div 12) \times 10^3 \text{ руб/Гкал.}$$

Общая экономия приведенных затрат составляет $\Delta S_{\text{o.p}} = 1,0 \text{—} 1,2$ руб/Гкал/год, что говорит о значительной эффективности присоединения дополнительных тепловых потребителей к ТЭЦ.

Таким образом, методика определения расчетных тепловых нагрузок ТЭЦ должна учитывать неравномерность суточного

телопотребления с учетом характерных особенностей каждого вида присоединенной тепловой нагрузки. Опыт работы ряда ТЭЦ говорит о возможности и целесообразности присоединения дополнительных тепловых нагрузок при сравнительно небольших дополнительных затратах на оборудование. При этом имеется возможность максимально использовать резервы действующего оборудования и обеспечить экономию топлива в энергосистеме.

Л и т е р а т у р а

1. Ливчак В.И. О температурном графике отпуска тепла для систем отопления жилых зданий. — "Водоснабжение и санитарная техника", 1973, № 12.

В.А. Поливенок, Л.И. Мельник, Г.Т. Кулаков

К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ САР ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ВТОРИЧНОГО ПАРА КОТЛА ТГМП-114 ЭНЕРГОБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 300 МВт

На дубль-блоке Лукомльской ГРЭС (ст. № 2) длительное время эксплуатируется система автоматического регулирования технологических параметров парогенераторов (ПГ) ТГМП-114, работающая в широком диапазоне изменения нагрузок с учетом скользящего давления пара перед турбиной. Функциональная схема этой системы в части автоматизации процесса горения и температуры вторичного пара котла представлена для одного корпуса (рис. 1).

Остановимся на некоторых особенностях разработки, наладки и внедрения схемы.

Нагрузка корпуса определяется сигналом от главного регулятора (ГР) или программного задающего устройства (ПЗУ), поступающим одновременно на регуляторы питания (РП) и топлива (РТ). Отключающим сигналом этих регуляторов являются соответственно расходы питательной воды по ниткам W_A и W_B и расход мазута на корпус W_M . В случае нарушения соответствия между заданной нагрузкой и требуемым тепловыде-