

Следовательно, содержание оксидов азота в уходящих газах при работе котла с контактным экономайзером при нагрузке 13,89 кг/с снижается на 40%.

На основании проведенных исследований работы котла можно сделать следующие выводы.

1. При работе котла ГМ-50-14/250 с включенным контактным экономайзером экономия природного газа при нагрузке 13,89 кг/с (50 т/ч) составляет 120 м<sup>3</sup>/ч.
2. Содержание оксидов азота в уходящих газах при работе котла с включенным контактным экономайзером при нагрузке 13,89 кг/с снижается на 40%.

УДК 621.34

### **Оптимизация режимов работы систем централизованного теплоснабжения при количественно-качественном режиме отпуска теплоты**

**Седнин А. В., Марченко П. Ю.**

**Белорусский национальный технический университет**

Наиболее актуальным является оптимизация режимов Минской ТЭЦ-4 в летний и переходный периоды ее работы, так как эффективность оптимального распределения тепловых нагрузок на ТЭЦ возрастает при снижении их общего уровня.

Анализ тепловых нагрузок МТЭЦ-4 показывает, что тепловая нагрузка в течении июня - августа изменяется в пределах 140 - 180 Гкал/ч. В мае и сентябре она возрастает до 220 – 240 Гкал/ч, а в переходный период составляет 520 Гкал/ч.

При характерной для летнего периода нагрузке оптимальным является одноступенчатый подогрев сетевой воды (СВ), а именно режим работы блока с полностью открытой поворотной диафрагмой ЦНД и естественным давлением в нижнем отопительном отборе. Эффективность обусловлена отсутствием потерь на дросселирование пара в диафрагме ЦНД и высоким КПД этого отсека турбины.

Таким образом, в летний период блок должен работать с постоянным подогревом СВ и соответствующим расходом воды

через нижний сетевой подогреватель (СП), т.е. при количественном регулировании отпуска теплоты.

Увеличение расхода сетевой воды через СП блоков способствует повышению теплофикационной выработки электроэнергии и экономии топлива в энергосистеме только при значительном уровне тепловых нагрузок (при  $Q_T > 220$  Гкал/ч), когда оптимальным является двухступенчатый подогрев воды без обвода верхнего СП.

Кроме того, необходимо учесть влияние температуры обратной сетевой воды на работу турбины.

Динамика изменения температуры обратной сетевой воды описана в [2,3]. Для расчета необходимо принять ряд допущений [1]:

- При изменении расхода воды в теплосети в ней происходит пропорциональная разрегулировка;
- Заданная доля по схеме присоединения нагрузки ГВС и по оснащенности их регуляторами представляет собой обобщенного потребителя;
- Нагрузка ГВС в ночное время составляет 10% от максимальной;
- Тепловые потери через теплоизоляцию уменьшают температуру прямой и обратной сетевой воды на одинаковую долю, равную половине полной потери тепловой энергии.

Температура прямой СВ в сети при заданной температуре наружного воздуха [3] в зависимости от задаваемой максимальной температуре сетевой воды  $\tau_{o1}^i$ :

$$\tau_{o1} = t_{en}^p + \Delta t_o^i \bar{Q}_o^{0,8} + (\delta \tau_o^i - 0,5\theta^i) \bar{Q}_o,$$

где  $\Delta t_o^i$  – средняя разность температур в отопительном отборе

$$\Delta t_o^i = (\tau_3^i + \tau_{o2}^i) / 2 - t_{en}^p,$$

где  $\tau_3^i$  – расчетная температура воды в стояке местной системы после смешения, °С;  $\bar{Q}_o$  – относительный расход теплоты на отопление при различных температурах наружного воздуха.

$$\bar{Q}_o = \frac{\tau_1 - \tau_{o2}}{\delta \tau_o^p} = \frac{t_{en}^p - t_{нар}}{t_{en}^p - t_n^p} = \frac{Q_o}{Q_o^p},$$

где  $Q_o^p$  – расчетный расход тепла на отопление;  $Q_o$  – расход тепла на отопление при заданной температуре наружного воздуха;  $\delta\tau_o'$  – расчетная разность температур в теплосети  $\delta\tau_o' = \tau_1' - \tau_{o2}'$ ;  $\theta'$  – расчетная разность температур в отопительной системе  $\theta' = \tau_3' - \tau_{o2}'$ .

Расчет тепловых потерь через изоляцию осуществляется в соответствии с пересчетом нормируемых среднегодовых потерь на текущие температуры прямой, обратной сетевой воды, наружного грунта на глубине залегания оси трубопровода.

$$Q_{mn} = Q_{mn}^{норм} (t_{np}^{тек} + t_{об}^{тек} - 2t_o^{тек}) / (t_{np}^{исп} + t_{об}^{исп} - 2t_o^{исп}),$$

где  $Q_{mn}^{норм}$  – нормируемые среднегодовые теплопотери через изоляцию;  $t_{np}^{исп}$ ,  $t_{об}^{исп}$ ,  $t_o^{исп}$  – температуры в прямой, обратной магистрали по фактическому температурному графику и температура окружающей среды, которые использовались для пересчета нормативных тепловых потерь на фактический график;  $t_{np}^{тек}$ ,  $t_{об}^{тек}$ ,  $t_o^{тек}$  – текущие температуры воды в прямой, обратной магистрали и окружающей среды соответственно.

Температуры окружающей среды находятся по формулам:

$$t_o^{тек} = (t_{np}^{тек} M_{подз} + t_n^{тек} M_{надз}) / M;$$

$$t_o^{исп} = (t_{np}^{исп} M_{подз} + t_n^{исп} M_{надз}) / M,$$

где  $M_{подз}$ ,  $M_{надз}$ ,  $M$  – материальная характеристика трубопровода подземной, надземной прокладки и суммарная  $M_{подз} = dL_{подз}$ ,  $M_{надз} = dL_{надз}$ ,  $M = M_{подз} + M_{надз}$ ;  $d$  – наружный диаметр трубопровода;  $L_{подз}$  – длина подземных трубопроводов по каналу;  $L_{надз}$  – эквивалентная длина надземных трубопроводов в однетрубном исчислении с учетом местных сопротивлений.

Температура прямой сетевой воды у потребителя определяется:

$$\tau_{1потр} = \tau_1 - 0,6 Q_{mn} / W_{сеть},$$

а температура обратной сетевой воды на теплоисточнике:

$$\tau_{1ист} = \tau_{2сеть} - 0,4 Q_{mn} / W_{сеть}.$$

Суммарный расход сетевой воды от теплоисточника определяется с учетом утечек через неплотности:

$$W_{\text{сеть}} = W_{\text{сеть}} + W_{\text{ут.}}$$

Имея гидравлический расчет сети, для определения экономичности работы комплекса при той или иной режиме, возможно определить оптимальное количество ступеней и температур количественно-качественного режима центрального отпуска теплоты.

### Литература

1. Разработка технических решений по повышению экономичности и маневренности основного оборудования тепловых электростанций при сниженных нагрузках: отчет о НИР (заключ.) / БНТУ; рук. темы Качан А. Д. – Минск, 2002. – 169 с.
2. Зингер, Н. М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем / Н. М. Зингер. – М.: Энергоиздат, 1986. – 320 с.
3. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. – М.: Энергия, 1975. – 376 с.

УДК 621.165

### Математическая модель энергетической характеристики турбины ПТ-35/90 Витебской ТЭЦ

Попова Ю. Б.

Белорусский национальный технический университет

Энергетическая характеристика (ЭХ) промышленно-теплофикационной турбины (ПТ-турбины) представляет собой зависимость расхода теплоты  $Q_0$  от трех основных параметров: электрической мощности  $N$ , нагрузок производственного  $Q_{\text{п}}$  и теплофикационного  $Q_{\text{т}}$  отборов. Энергетические характеристики могут быть представлены в графическом и аналитическом видах.

Целью данной работы является разработка методики построения аналитической модели энергетической характеристики турбоагрегата ПТ-35-90/10 Витебской ТЭЦ, на основе исходной графической ЭХ (см. рис. ниже).