

динамической точности, обеспечивающих минимальное значение среднеквадратичной ошибки регулирования при случайном возмущении, действующем на объект и представляющем собой белый шум.

Для этого применительно к передаточной функции объекта (10) проведем синтез оптимального алгоритма регулирования по критерию минимума среднеквадратичной ошибки регулирования по методике, приведенной в [4].

Однако в нашем случае функцию  $e^{-\tau P}$  представим в виде ряда Пада, ограничившись в разложении приближением первого порядка:

$$e^{-\tau P} \approx \frac{1 - 0,5\tau P}{1 + 0,5\tau P}.$$

В результате синтеза получим передаточную функцию оптимального ПИД-регулятора со следующими параметрами динамической настройки:

$$k_p = \frac{T_1}{k_{об} \tau}; \quad T_i = T_1; \quad T_d = 0,5\tau. \quad (15)$$

Полученные выражения (15) могут быть выведены также из формулы (12).

Таким образом, предложенный метод синтеза оптимальных алгоритмов регулирования для объектов с запаздыванием позволяет определять структуру и параметры оптимальной динамической настройки регуляторов (как при детерминированных, так и при случайных воздействиях), обеспечивающих заданное качество работы при малой априорной информации и свойствах входных воздействий.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Солодовников В.В. О синтезе многомерных САР и проблеме грубости // Приборостроение. – 1984. – № 9. – С. 5–15.
2. Цыпкин Я.З. Основы теории автоматических систем. – М.: Наука, 1977. – 560 с.
3. Кулаков Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования. – Минск: Выш. шк., 1984. – 198 с.
4. Ротач В.Я. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.

УДК 621.165

А.Д. КАЧАН, канд. техн. наук,  
ШТАЙН ЭКХАРД (БПИ)

#### К ВОПРОСУ ПЛАНИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

С помощью системы планово-отчетных показателей характеризуются и оцениваются результаты работы энергопредприятий, регулируются их связи с энергообъединением и гарантируется соблюдение установленных народнохозяйственных пропорций каждым предприятием. Поэтому планирование технико-экономических показателей (ТЭП) систем энергоснабжения должно стимулировать предприятия к соблюдению надежного и качественного энергоснаб-

жения потребителей и экономии топливно-энергетических ресурсов. До настоящего времени основным плановым, фондообразующим и стимулирующим показателем эффективности работы систем тепло-электроснабжения является удельный расход топлива. Однако в ряде случаев его планирование не способствовало выявлению на предприятии всех ресурсов повышения эффективности его работы.

В частности, для ТЭЦ, работающих по теплофикационному режиму, удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии  $b_3^{\text{ТЭЦ}}$  определяется как:

$$b_3^{\text{ТЭЦ}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{к.а}} \eta_{\text{т.п}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}}}, \text{ кг/(кВт}\cdot\text{ч)}, \quad (1)$$

где  $\eta_{\text{к.а}}$ ,  $\eta_{\text{т.п}}$ ,  $\eta_{\text{м}}$ ,  $\eta_{\text{г}}$  — коэффициенты соответственно полезного действия котельного агрегата, теплового потока, механический КПД турбоустановки и КПД генератора.

Из (1) видно, что удельный расход топлива на выработку электроэнергии зависит только от экономичности котельных агрегатов и не характеризует эффективности работы турбоустановок, оставаясь неизменным в широком диапазоне их режимов.

Очевидно, для таких ТЭЦ и систем тепло-электроснабжения должна планироваться выработка электроэнергии при заданном тепловом потреблении, т. е. удельная теплофикационная выработка электроэнергии. Все сказанное распространяется и на ТЭП, работающие преимущественно с минимальным пропуском пара в конденсаторы турбин. Вместе с тем для ТЭЦ и систем тепло-электроснабжения, работающих по электрическому графику, т. е. со значительной выработкой электроэнергии на конденсационных потоках пара, планирование удельного расхода топлива не стимулирует предприятие к выполнению заданных графиков нагрузки, что может приводить к неоправданной загрузке низкоэкономичных и работающих на дефицитном виде топлива агрегатов других станций или к дефициту мощностей в системе, снижению частоты и экономичности потребителей энергии.

Поэтому основным показателем эффективности работы систем тепло-электроснабжения должен являться показатель качества выполнения заданных графиков нагрузки. Причем удельный расход топлива, оставаясь фондообразующим и стимулирующим, должен быть не плановым, а расчетным.

Расчет ТЭП системы тепло-электроснабжения необходимо осуществлять с полным учетом влияния режимных и технических факторов на экономичность работы оборудования, расхода теплоты и электроэнергии на собственные нужды и др. Такой учет может осуществляться только на основе использования современных средств вычислительной техники.

Перспективное планирование ТЭП проводится на основе ретроспективного анализа деятельности энергопредприятий. Однако такое планирование обладает тем недостатком, что может базироваться на технически вынужденных, т. е. неоптимальных режимах. Кроме того, плановые показатели искажаются при изменении климатических условий, количества и режимов отпуска теплоты и электроэнергии по сравнению с базовым периодом. В связи с этим требуется корректировка ТЭП по итогам работы ТЭС за месяц, квартал, год, что обуславливает снижение качества планирования и оценки деятельности предприятий.

Таким образом, разработка программ и соответствующих экономико-математических моделей для оперативного и перспективного расчета ТЭП предприятий и энергообъединений с учетом основных влияющих факторов и фактических условий и режимов их работы представляет собой актуальную задачу.

Расчет ТЭП должен основываться на предварительной оптимизации режимов работы энергопредприятий, т. е. оптимальном распределении тепловых и электрических нагрузок на ТЭЦ и во всей системе тепло-электроснабжения. Критерием оптимального режима ТЭЦ является минимум топливных затрат для обеспечения надежного энергоснабжения.

В настоящее время используются различные методы оптимизации внутри-станционных режимов ТЭС. Широкое применение находит метод относительных приростов теплоты (топлива) [1]. Этот метод легко реализуется на ЭВМ и позволяет без каких-либо затруднений строить эквивалентную характеристику станции. Метод относительных приростов основан на применении линейных энергетических характеристик (ЭХ) с постоянными значениями относительных приростов теплоты на конденсационную выработку электроэнергии  $r_k$ . Однако реальные ЭХ современных турбоагрегатов имеют сложный нелинейный характер и могут быть как выпуклыми, так и вогнутыми, в то время как из условия равенства приростов теплоты распределение нагрузки применимо только к выпуклым и линейным энергетическим характеристикам [2].

Универсальным методом получения глобального минимума расхода топлива, пригодным для всех видов реальных ЭХ, является метод динамического программирования [3]. Вместе с тем применение этого метода для ТЭЦ с производственной и отопительной нагрузкой, т. е. в задачах трехмерной оптимизации, является сложным в реализации даже с применением современных ЭВМ и потому мало пригодным для оперативного управления режимами ТЭЦ. В то же время исследования, выполненные на кафедре ТЭС БПИ, показали, что при оптимальном распределении заданных тепловых нагрузок последовательность и закономерность распределения электрических нагрузок становится определенной в достаточно широком диапазоне режимов ТЭЦ. Это позволяет для условий конкретных ТЭЦ заранее построить обобщенные режимные карты распределения нагрузок для зимнего, переходного и летнего периодов работы станции [2], а также рассчитать соответствующее им ТЭП. Характерным является то, что порядок распределения нагрузок практически не зависит от эксплуатационного (в пределах 1...2 %) изменения состояния проточной части турбин и их внутреннего относительного КПД. Это объясняется тем, что влияние режимных факторов на изменение КПД отсеков теплофикационных турбин оказывается значительно большим, чем возможное в процессе эксплуатации ухудшение КПД проточной части. Поэтому режимные карты распределения нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ можно строить исходя из нормативного состояния турбоустановок.

В итоге представляется возможным построение экономико-математических моделей (ЭММ) ТЭЦ методом регрессионного анализа результатов расчета ТЭП в соответствии с построенными режимными картами распределения нагрузок.

Для ТЭЦ с поперечными связями и однотипным составом котлов допустимыми являются оптимизация режимов и расчет ТЭП вначале для турбинного,

затем для котельного цеха, а также для пиковых и базовых водогрейных котельных в отдельности [4].

Для турбинного цеха ТЭЦ ЭММ при нормативном состоянии оборудования выражается зависимостью

$$Q_0 = f(Q_{\text{п}}, Q_{\text{т}}, p_{\text{т}}, N_{\text{э}}) \pm \Pi_{\text{в.у}}^{\text{т}} \pm \Pi_{\text{р.о}}^{\text{т}},$$

где  $Q_{\text{п}}$  – расход теплоты производственным отбором при заданном давлении отбора  $p_{\text{п}}$ ;  $Q_0$  – расход теплоты турбинным цехом;  $Q_{\text{т}}, p_{\text{т}}$  – соответственно расход теплоты теплофикационным отбором и давление в нем;  $N_{\text{э}}$  – электрическая мощность теплофикационной турбоустановки;  $\Pi_{\text{в.у}}^{\text{т}}, \Pi_{\text{р.о}}^{\text{т}}$  – поправки из-за изменения соответственно внешних условий и режимно-технологических ограничений. Поправка на внешние условия  $\Pi_{\text{в.у}}^{\text{т}}$  для турбинного цеха при заданных параметрах свежего пара определяется главным образом температурой охлаждающей воды на входе в конденсатор, так как  $p_{\text{п}}$  обычно поддерживается постоянным, а изменение температуры обратной сетевой воды и отопительной нагрузки учитывается давлением  $p_{\text{т}}$ .

В качестве целевой функции для котельного цеха принимается расход топлива на котельные агрегаты:

$$B_{\text{р}}^{\text{нор}} = f(Q_{\text{с.п}}, t_{\text{вк}}, a_{\text{топл}}) \pm \Pi_{\text{в.у}}^{\text{к}} \pm \Pi_{\text{р.о}}^{\text{к}},$$

где  $Q_{\text{с.п}}$  – расход теплоты в свежем паре;  $t_{\text{вк}}$  – температура воды на входе в котел;  $a_{\text{топл}}$  – доля определенного вида топлива в общем его расходе;  $\Pi_{\text{в.у}}^{\text{к}}$  – поправки на изменение внешних условий, влияющих на экономичность работы котельных агрегатов, таких как температура холодного воздуха, параметры свежего пара, доля рециркуляции газов и др.;  $\Pi_{\text{р.о}}^{\text{к}}$  – поправки из-за режимно-технологических ограничений. Фактический расчетный расход топлива  $B_{\text{р}}^{\text{фак}}$  будет отличаться от нормативного, полученного для оптимальных режимов работы оборудования и заданного отпуска тепловой и электрической энергии. Прежде всего это отличие определяется состоянием оборудования, в частности изменением относительного внутреннего КПД турбины, температурных напоров сетевых и регенеративных подогревателей, состояния конденсатора, отклонением температуры уходящих газов и коэффициента избытка воздуха от расчетных значений. С учетом этого должно соблюдаться условие

$$B_{\text{р}}^{\text{фак}} \leq B_{\text{р}}^{\text{нор}} + \Delta,$$

где  $\Delta$  – допуск на отрыв фактических ТЭП работы ТЭЦ от нормативных.

По показателю отрыва может производиться стимулирование работы персонала ТЭЦ. Следует отметить, что значение отрыва может обосновываться непосредственно предприятием, но не выходить за пределы допуска  $\Delta$ . В данном случае предприятие будет заинтересовано в постоянном контроле за состоянием оборудования (котлов, турбин, теплообменных аппаратов) и осуществлении соответствующих профилактических мероприятий, а также в реконструкции и модернизации ТЭЦ и котельных.

Наличие таких ЭММ позволит обоснованно, с нарастающим итогом планировать потребление топлива энергообъединением и постоянно контролировать качество топливоиспользования.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др.: Под ред. В.М. Горнштейна. — М.: Энергия, 1981. — 336 с. 2. Качан А.Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС. — Минск: Выш. шк., 1985. — 176 с. 3. Шахвердян С.В., Бабаян Д.М. Приложение трехмерного динамического программирования к оптимизации режима ТЭС с применением ЭВМ // Теплоэнергетика. — 1969. — № 2. — С. 63–66. 4. Аминов Р.З. Градиентный метод распределения нагрузок ТЭС. — Саратов: СПИ, 1982. — 58 с.