

УДК 621.311.001.57:697.31

## ПРИМЕНЕНИЕ ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

**канд. техн. наук В.Е. ПИТОЛИН**  
(Полоцкий государственный университет)

*Рассмотрен основной критерий оптимизации режимов работы тепловой электростанции в энергосистеме – равенство значений относительных приростов расхода топлива на выработку активной электрической мощности. Предложен порядок использования имитационной модели тепловой электростанции, построенной с применением сплайн-аппроксимации нормативных энергетических характеристик и имеющей интуитивно понятный интерфейс в виде экранной формы тепловой схемы станции, позволяющий оперативно сформировать оптимальный состав оборудования и рассчитать оптимальные эквивалентные её характеристики для любых режимов работы. Применение имитационных моделей тепловых электростанций в составе динамических моделей оперативного управления энергосистем для обеспечения оптимального распределения электрических нагрузок между ними позволит сэкономить до 2-х тысяч тонн условного топлива в год уже на начальном этапе внедрения.*

Оптимизация параметров работы тепловых электростанций (ТЭС) и энергосистемы (ЭС) в целом позволяют обеспечить существенную экономию топлива практически без дополнительных капитальных вложений, что является весьма актуальным.

Для каждой ТЭС имеется своя зависимость расхода топлива от вырабатываемой активной мощности  $B_i = f(P_{ген,i})$ , которая называется *расходной характеристикой ТЭС*. В качестве топлива для ТЭС могут использоваться уголь, газ, щепа и другие виды органического топлива, поэтому при определении расходной характеристики ТЭС в энергетике Республики Беларусь и Российской Федерации используется понятие «условного топлива», равного по теплотворной способности 1 килограмму каменного угля, или 29,3 МДж (7000 Ккал). В данном исследовании не рассматривается вариант использования критерия затрат на топливо, предполагая, что он будет исследован в дальнейших работах.

Если бы расходные характеристики были линейны и одинаковы для всех станций, то суммарный расход условного топлива не зависел бы от распределения активных мощностей между ТЭС. В действительности эти характеристики нелинейны и различны. Поэтому изменение распределения генерируемых активных мощностей между ТЭС в энергосистеме приводит и к изменению расхода условного топлива. Существует оптимальное распределение активных мощностей, соответствующее минимуму расхода условного топлива при выработке заданной активной мощности.

Решению задачи оптимизации посвящено большое количество научных исследований и технических разработок как в нашей стране, так и за рубежом.

При оптимизации режимов электроэнергетических систем наибольшее распространение получили *метод множителей Лагранжа* и *градиентные методы* [1]. Также используются *метод динамического программирования (метод Беллмана)*, метод эквивалентирования групп ТЭС с условно одинаковыми расходными характеристиками [2] и некоторые другие. В настоящее время разрабатываются также альтернативные алгоритмы оптимизации режимов, в частности с использованием методов *нечеткой логики* и *эволюционных алгоритмов*. Эти методы основаны на предположении, что расходные характеристики ТЭС имеют определенные аналитические выражения и минимальное количество ограничений, что вполне приемлемо, например, для ТЭС с конденсационными турбинами.

В качестве критерия оптимизации выберем расход условного топлива на выработку электроэнергии в энергосистеме регионального уровня, например, уровня Витебскэнерго. Здесь необходимо отметить, что наиболее универсальным для решения задач оптимизации режимов работы ТЭС и отопительных котельных является критерий минимума топливных затрат в энергосистеме, предложенный А.Д. Качаном [3]. Поэтому для определения расхода топлива на дополнительную (против режима теплового графика) выработку электроэнергии, а также влияния расхода энергии на собственные нужды используется соответствующая методика разделения затрат топлива на отпуск тепловой и электрической энергии от ТЭС.

Соответствующая целевая функция оптимизации имеет вид:

$$F = \sum_{i=1}^{m+1} B_i \Rightarrow \min, \quad (1)$$

где  $B_i$  – расход условного топлива на  $i$ -й ТЭС на выработку активной электрической мощности, под  $(m+1)$ -й ТЭС понимается балансирующий узел энергосистемы, расходная характеристика которого известна.

В энергосистеме РУП Витебскэнерго и Белорусской энергосистеме в целом таким балансирующим узлом является Лукомльская ГРЭС, имеющая эквивалентную характеристику замещающей конденсационной электростанции 0,312 кг/кВтч.

Баланс активных мощностей в энергосистеме можно записать следующим образом:

$$\sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - P_n - P_{\Sigma} = 0, \quad (2)$$

где  $P_{ген,i}$  – активная мощность, генерируемая  $i$ -й ТЭС в энергосистему;  $P_n$  – активная нагрузка в электро-сети;  $P_{\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности в сети.

Уравнение оптимизации в виде функции Лагранжа будет иметь следующий вид:

$$L = \sum_{i=1}^{m+1} B_i + \lambda \left( \sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - P_n - P_{\Sigma} \right) = 0. \quad (3)$$

Активная мощность нагрузок считается постоянной величиной, а потери – функцией генерируемых мощностей, за исключением мощности балансирующего узла.

Так как выражение для баланса мощности равно нулю (2), то минимумы функции Лагранжа (3) будут совпадать с минимумами целевой функции (1).

Для поиска глобального оптимума продифференцируем функцию Лагранжа по переменным  $P_{ген,i}$  и приравняем производные нулю.

Получим систему уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{ген,i}} = \frac{\partial B_i}{\partial P_{ген,i}} + \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial P_{ген,i}} \right) = 0, & i = 1, \dots, m; \\ \frac{\partial L}{\partial P_{ген,m+1}} = \frac{\partial B_{m+1}}{\partial P_{ген,m+1}} + \lambda = 0. \end{cases} \quad (4)$$

Допустим, что  $\varepsilon_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_{ген,i}}$  – относительный прирост расхода топлива на  $i$ -й ТЭС;  $\sigma_i = \frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial P_{ген,i}}$  – относительный прирост потерь в сетях  $i$ -й ТЭС при увеличении генерируемой мощности на этой ТЭС.

Перепишем систему уравнений (4) с учетом принятых обозначений:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial P_{ген,i}} = \varepsilon_i + \lambda(1 - \sigma_i) = 0, & i = 1, \dots, m; \\ \frac{\partial L}{\partial P_{ген,m+1}} = \varepsilon_{m+1} + \lambda = 0. \end{cases} \quad (5)$$

Из системы уравнений (5) определим выражения для множителя Лагранжа  $\lambda$ :

$$-\lambda = \frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_i} = \varepsilon_{m+1} = idem, \quad (6)$$

где  $\varepsilon_{m+1} = 312$  г/кВтч.

Условие оптимума (6) для ТЭС, расположенных рядом с основными потребителями электроэнергии, активная нагрузка которых существенно превышает максимальные значения собственной активной мощности, генерируемой в энергосистему, можно переписать без учета потерь в энергосистеме, которые в данном случае будут несущественными:

$$\varepsilon = \varepsilon_{m+1} = 312 \text{ кг/МВтч}. \quad (7)$$

При этом следует иметь в виду, что характеристика относительных приростов расхода топлива должна быть монотонно возрастающей. Рассчитать такие характеристики для конденсационных станций в рамках установленных ограничений не представляет трудностей. Для ТЭС с турбинами с противодавлением, а также с турбинами, имеющими регулируемые производственные отборы, применяется метод построения оптимальных эквивалентных характеристик, разработанный учеными БНТУ [3]. При этом текущая расходная характеристика ТЭС должна вычисляться с учетом работающего оборудования или выбираться из библиотеки уже рассчитанных характеристик. Наиболее сложным вариантом оптимизации являются

ся ТЭС с поперечными тепловыми связями, так как кроме большого набора вариантов включения разнотипного оборудования расходные характеристики таких ТЭС существенно зависят и от величины промышленных и теплофикационных отборов. Следует учитывать также, что регулирование режима работы подобных ТЭС обычно осуществляется ступенчато ввиду малой степени автоматизации, а реальные расходные характеристики имеют разрывы 1-го и 2-го рода, обусловленные включением-отключением технологического оборудования, работающего в поперечных связях (котлов, питательных и циркуляционных насосов, тягодутьевых вентиляторов и т.д.). Кроме того, имеется большое количество ограничений по использованию этого оборудования.

Задача построения оптимальных эквивалентных характеристик для таких ТЭС может быть решена только методом построения простой и интуитивно понятной имитационной модели. Решение задач оптимизации параметров их работы и загрузки на уровне региональной ЭС должно осуществляться с использованием динамических моделей оперативного управления, отображающих все особенности работы этих ТЭС и не допускающих режимов пережога топлива. Создание динамических моделей оперативного управления ЭС без разработки расчетных моделей отдельных ТЭС, оборудованных теплофикационными турбинами с регулируемыми отборами теплоты, практически невозможно. Расчетные (оптимизационные) модели теплофикационных ТЭС для целей оперативного управления ЭС в настоящее время отсутствуют.

Рассмотрим порядок построения и использования имитационной модели ТЭС типовой конфигурации, показанной на рисунке 1, для оптимизации параметров ЭС.

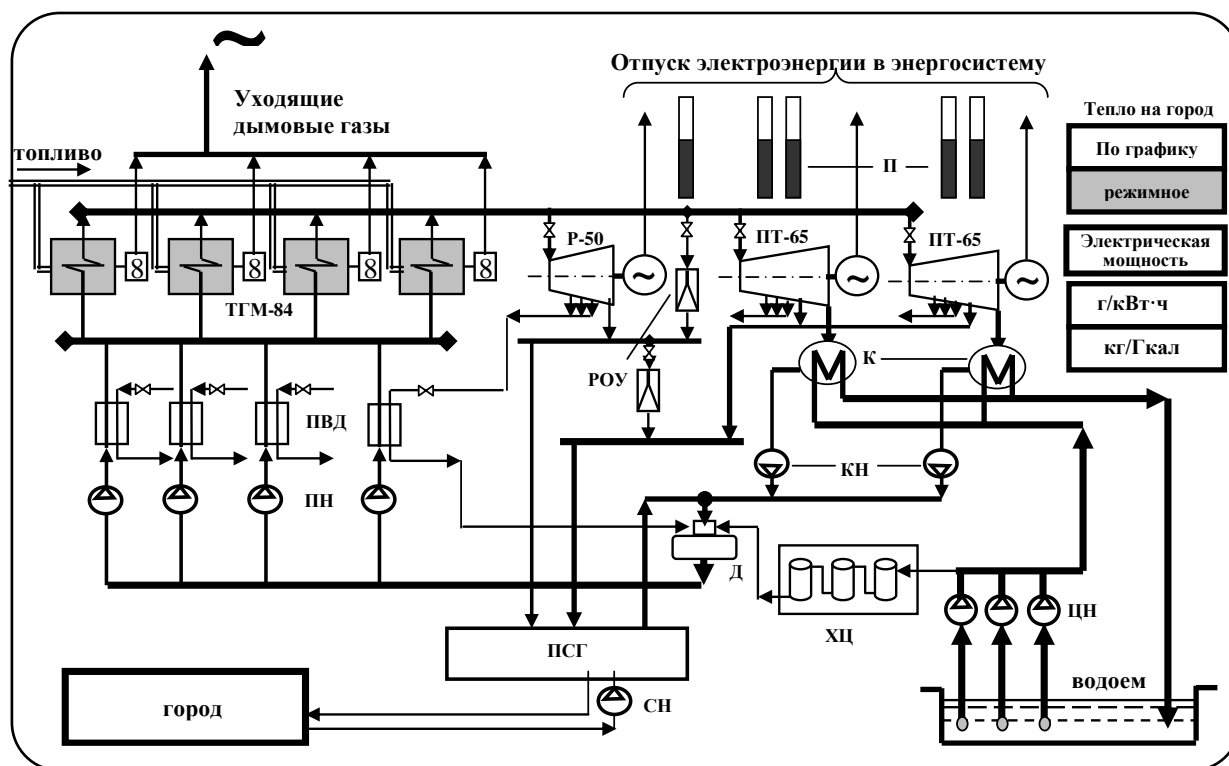


Рис. 1. Схема экранной формы имитационной модели ТЭС:

Р-50 и ПТ-65 – турбогенераторы; ТГМ-84 – энергетические котлы; ПВД – подогреватели питательной воды; РОУ – редукционно-охлаждающая установка; К – конденсаторы турбин; ПН – питательные насосы; КН – конденсатные насосы; ЦН – циркуляционные насосы; СН – сетевой (теплофикационный) насос; Д – деаэрационная установка; ХЦ – цех химводоподготовки; ПСГ – горизонтальный подогреватель сетевой воды; П – ползунковые потенциометры для задания режимов по пару

Для построения модели была использована схема тепловой электростанции с четырьмя паровыми котлами барабанного типа (ТГМ), одной турбиной с противодавлением (Р-50) и двумя турбинами с теплофикационными отборами теплоты (ПТ-65). Имитационная модель ТЭС формируется из совокупности отдельных расчетных блоков, связанных между собой. Каждый блок в свою очередь представляет расчетную (сепарабельную) модель отдельного энергетического объекта: питательного насоса, насоса сетевой воды, парового котла, паровой или газовой турбины, генератора электрического тока. Порядок построения таких моделей подробно изложен в работе [4]. Моделирование объектов ТЭС, как и в работе [5], осуществляется с использованием их нормативных энергетических характеристик, представленных в

виде графиков или таблиц. Отличие заключается в том, что ввод этих характеристик в алгоритм расчетной модели объекта выполнялся с использованием методов сплайн-аппроксимации [6], позволяющих уменьшить погрешности аппроксимации характеристик до 0,5 %, а сама имитационная модель формировалась не в виде таблиц, а в виде удобной и наглядной экранной формы (см. рис. 1).

Другое оборудование тепловых электростанций: теплообменные аппараты различных типов, деаэраторы, конденсаторы, регенерационные установки, коллекторы, трубопроводы, задвижки и т.д. с достаточной точностью представлены в модели простыми соотношениями входных и выходных параметров с использованием систем уравнений материального и теплового баланса.

При формировании алгоритма оптимизации технико-экономических параметров ТЭС применялась декомпозиция схемы ТЭС с разбиением на четыре уровня локальной оптимизации: уровень генерации активной электрической мощности (турбогенераторы); уровень пароснабжения на общий коллектор (энергетические котлы); уровень питательной воды из общего коллектора (питательные электронасосы); уровень подачи циркуляционной воды на общий коллектор охлаждения конденсаторов. При выполнении расчетов на имитационной модели ТЭС манипулятором «мышь» выбирался состав оборудования с оптимизацией по уровням, затем задавался отпуск тепла на город и «потенциометрами» устанавливался режим подачи пара на турбогенераторы и на подогреватель сетевой воды. В окна экранной формы (справа сверху) выводились мгновенные значения тепловой и электрической мощности ТЭС, а также значения параметров эквивалентных характеристик – расхода условного топлива на отпуск электроэнергии и расхода условного топлива на отпуск тепла в систему теплофикации города. Блок-схема алгоритма работы имитационной модели представлена на рисунке 2.

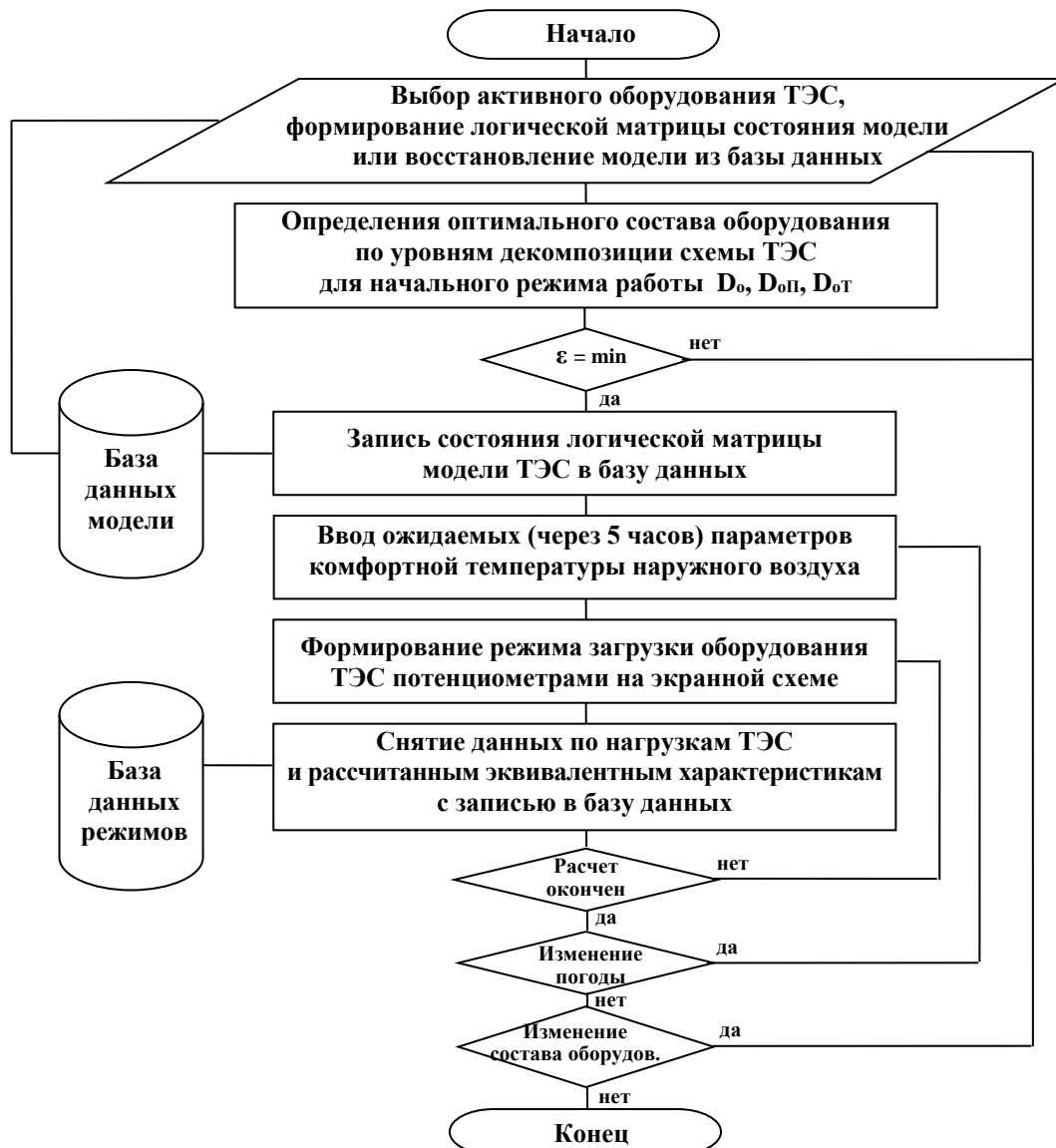


Рис. 2. Блок-схема алгоритма работы имитационной модели ТЭС

Разработанная модель использовалась для анализа возможности дополнительной выработки электроэнергии на тепловом графике работы ТЭС, что является достаточно актуальной задачей для реальных ТЭС, сталкивающихся с этой проблемой практически ежедневно.

Для более явного выделения эффектов топливоиспользования на теплофикационном режиме работы ТЭС полагаем, что отпуск пара в производственный отбор отсутствует, в представленной имитационной модели его нет. Для построения эквивалентной характеристики ТЭС рассмотрим теплофикационный режим работы, характерный для отопительного периода. На город с населением 100 000 человек от ТЭС подается тепло в количестве, пропорциональном значению комфортной температуры окружающего воздуха. Важно, что значение комфортной температуры учитывает влажность и силу ветра.

При ожидаемой комфортной температуре наружного воздуха  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  на город подается тепло 45 Гкал в час, при  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  – 70 Гкал в час,  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  – 100 Гкал в час и т.д. При этом вырабатывается и отпускается в энергосистему активная электрическая мощность. Дополнительно, в часы пиковых нагрузок, по команде диспетчера региональной энергосистемы станция берет дополнительную нагрузку. Величина дополнительной нагрузки обычно не оговаривается, так как станция берет полную нагрузку для работающих турбогенераторов, т.е. переходит в конденсационный режим – излишки пара сбрасываются на конденсатор турбины до его предельной пропускной способности без существенного ухудшения вакуума.

Результаты вычислений эквивалентной характеристики ТЭС представлены на рисунке 3.

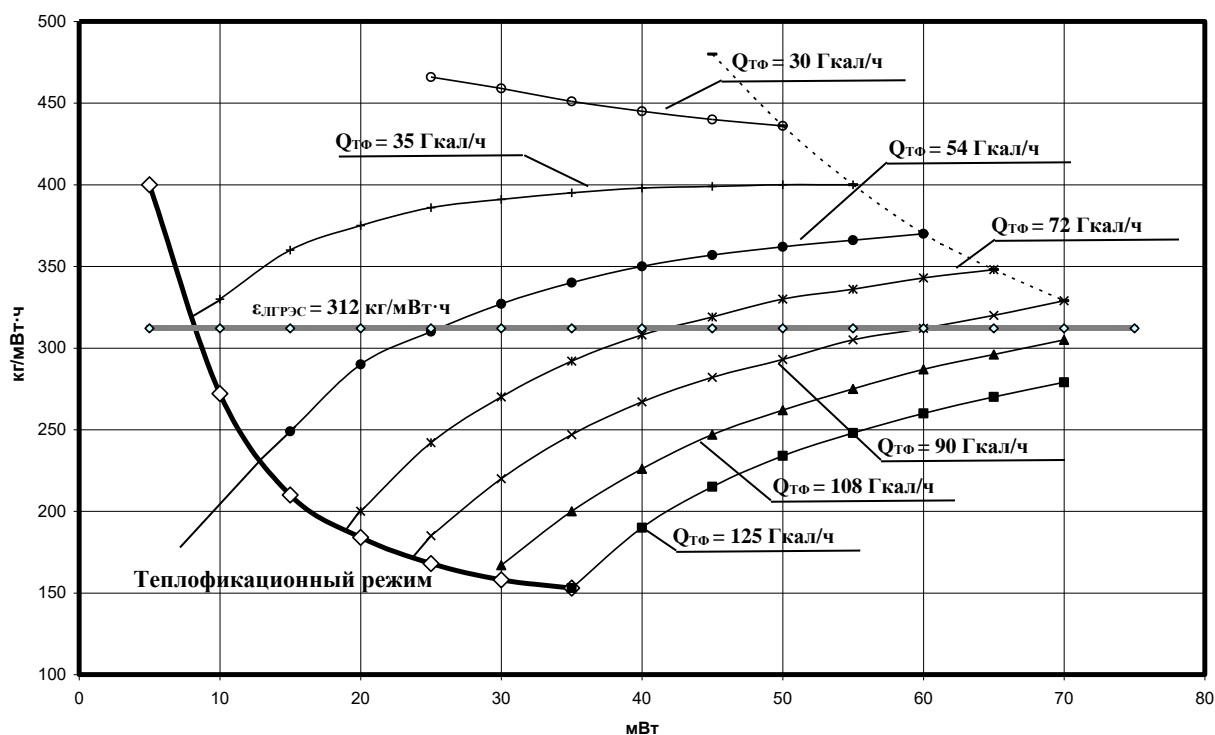


Рис. 3. Диаграмма эквивалентных характеристик модели ТЭС для теплофикационного и комбинированных режимов работы

Рассмотрим более подробно представленные на рисунке 3 характеристики работы ТЭС.

Из выведенного условия оптимума (7) (показан на диаграмме горизонтальной линией) можно сделать заключение, что ТЭС, находясь ниже этой линии, создает условия для пережога топлива замещающей ТЭС – Лукомльской ГРЭС, хотя собственные технико-экономические характеристики у нее будут хорошими. Находясь выше линии оптимума, ТЭС работает в режиме пережога топлива.

*Порядок использования диаграммы эквивалентных характеристик ТЭС*

1. Тепловая электростанция, обеспечивая теплом город в количестве 72 Гкал в час (режим отопления города при комфортной температуре окружающего воздуха  $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и работая в конденсационном режиме (сброс пара в конденсатор не превышает 10 т в час для обеспечения условий вентиляции последней ступени), имеет удельные характеристики 190 кг/МВт·ч.

Для ТЭС в целом это наиболее приемлемый режим, обеспечивающий экономию топлива относительно плановых показателей (240 кг/МВт·ч):  $(240 - 190) \cdot 18,5 = 925$  кг условного топлива в час, но в условиях энергосистемы станция не приведена к оптимуму (7), поэтому условно недостающие 23 МВт вырабатывает замещающая станция, создавая пережог топлива в системе:  $(312 - 190) \cdot (41,5 - 18,5) = 2\ 806$  кг условного топлива в час.

2. Тепловая электростанция, работая на теплофикационном режиме  $Q_{ТФ} = 72$  Гкал в час, получает указание от центрального диспетчерского пункта (ЦДП) принять полную нагрузку. Выработка активной мощности станции при  $Q_{ТФ} = 72$  Гкал в час увеличивается до 65 МВт. При этом ТЭС выходит на показатели удельных значений 350 кг/МВт·ч, что превышает оптимум и создает пережог топлива в энергосистеме за счет данной ТЭС:  $(350 - 312) \cdot 65 = 2\,470$  кг условного топлива в час.

3. Как показывает практика эксплуатации реальной ТЭС, работающей с удельными показателями 260 кг/МВт·ч и выбегами в межтопительный период до 380 кг/МВт·ч [7], приведение такой ТЭС к строгому соблюдению оптимума характеристики при смещении выработки активной мощности только на 5 МВт позволит достичь экономии топлива в энергосистеме:  $(312 - 260) \cdot 5 \cdot 24 \cdot 365 / 1000 = 2\,277$  тонн условного топлива в год.

Таким образом, при наличии у диспетчеров ЦДП или оперативного персонала ТЭС таких характеристик решение вопросов загрузки станций генерацией активной электрической мощности возможно с учетом обеспечения оптимума.

В заключение следует отметить, что представленная имитационная модель ТЭС является существенно упрощенной по отношению к реальному прототипу, но и она позволяет решать вопросы экономии топлива в энергосистеме.

**Выводы.** С использованием имитационной модели ТЭС можно легко и с достаточной степенью достоверности определять реально достигаемый эффект экономии топлива от применения различных энергосберегающих технологий, например, приведения режима работы станции к оптимальному в энергосистеме, что позволит получить реальную экономию топлива до 2-х тысяч тонн условного топлива в год.

С помощью имитационной модели ТЭС можно оценивать и различные конструктивные мероприятия, направленные на улучшение эксплуатационных характеристик ТЭС: применение струйного термокомпрессора в схеме ТЭС, тепловых насосов, паровых приводов питательных насосов или приводов с изменяемой частотой вращения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник для вузов / В.А. Веников [и др.]. – М.: Энергоиздат, 1990. – 464 с.
2. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн [и др.]. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.
3. Качан, А.Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС / А.Д. Качан. – Минск: Выш. шк., 1985. – 176 с.
4. Свечко, М.В. Создание расчетных моделей сложных энергетических объектов / М.В. Свечко, В.Е. Питолин // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. Ф. Строительство. Прикладные науки. – 2008. – № 6. – С. 107 – 111.
5. Качан, А.Д. Построение аналитических моделей нормативных энергетических характеристик теплофикационных турбин / А.Д. Качан, Ю.Б. Попова, А.В. Пашенко // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2002. – № 5. – С. 84 – 93.
6. Свечко, М.В. Метод сплайн-аппроксимации и интерполяции графических характеристик сложных энергетических объектов в расчетных моделях / М.В. Свечко, В.Е. Питолин // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С. Фундаментальные науки. – 2007. – № 3. – С. 85 – 89.
7. Свечко, М.В. О возможности экономии топлива на тепловых электростанциях за счет оптимизации схем использования энергетического оборудования / М.В. Свечко, В.Е. Питолин // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2008. – № 2. – С. 70 – 74.

Поступила 22.01.2013

#### APPLICATION OF IMITATING MODEL FOR OPTIMIZATION OF PARAMETERS OF THE THERMAL POWER PLANT IN THE STRUCTURE OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM

V. PITOLIN

*The basic criterion for optimization of operation modes of a thermal power plant in an electric power system – the equality of values of incremental rate of fuel flow on manufacture of active electrical output is examined. The order of use of the imitative thermal power plant model constructed with the use of spline-approximation normative power performances and having intuitively the clear interface in the screen form of a thermal plant scheme is offered, allowing to generate the optimum structure of the equipment efficiently and to calculate its optimum equivalent performances for any operation modes. Application of imitating thermal power plant models in the structure of dynamic models of operative management of electric power systems for maintenance of the optimum distribution of electric loadings between them will allow to save up to two thousand tons of conditional fuel a year at the initial stage of introduction already.*