

## ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРОВОЙ НАГРУЗКИ НА ТЭЦ С ОБЩЕЙ МАГИСТРАЛЬЮ

Д. Б. Новиков (Москва)

### Технологический процесс преобразования энергии на ТЭЦ

Сущность технологического процесса на ТЭЦ состоит в поэтапном преобразовании различных видов энергии. Сырьем для ТЭЦ служат природное органическое топливо, вода и воздух. На ТЭЦ осуществляется процесс преобразования первичной химической энергии, заключенной в топливе, в электрическую. В паровом котле происходит сжигание топлива и выработка перегретого пара, в турбине – преобразование тепловой энергии пара в механическую энергию ротора, в электрическом генераторе – преобразование механической энергии ротора в электрическую.

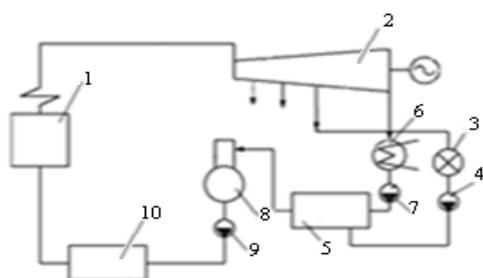


Рис. 1. Тепловая схема теплоцентрали:

- 1 – паровой котел; 2 – турбогенератор; 3 – тепловой потребитель; 4 – насос обратного конденсата; 5 – регенеративный подогреватель низкого давления; 6 – конденсатор; 7 – конденсатный насос; 8 – деаэратор; 9 – питательный насос; 10 – регенеративный подогреватель высокого давления

Топливо, прошедшее топливоподготовку, поступает в топку парового котла-1. В топке происходит сжигание топлива, в результате которого выделяется теплота, подогревающая поверхности нагрева котла. В результате возникшего теплообмена вода в котле испаряется, а образовавшийся насыщенный пар доводится до температуры  $t_0 = 337^\circ\text{C}$  и под давлением  $p_0 = 14\text{МПа}$  поступает по паропроводу. Далее пар в пароперегревателе перегревается до температуры  $550^\circ\text{C}$ . Полученный перегретый острый пар поступает в паровую турбину турбогенератора 2.

Часть пара, имеющая большую температуру и давление, отбирается от промежуточной ступени турбины и используется для подогрева воды в сетевых подогревателях. Горячая вода подается насосами по трубопроводам горячей воды к потребителям 3; после охлаждения в отопительных установках вода возвращается на ТЭЦ. Система трубопроводов горячей и охлажденной воды образует тепловую сеть. [1]

Другая часть пара полностью используется в турбине, где пар расширяется до очень низкого давления (примерно в 20 раз меньше атмосферного) и потенциальная энергия сжатого пара превращается в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Турбина приводит электрогенератор, преобразующий кинетическую энергию вращения ротора генератора в электрическую энергию, которая подается в сеть. Электрогенератор состоит из статора, в электрических обмотках которого генерируется ток, и ротора, представляющего собой вращающийся электромагнит, питание которого осуществляется от возбуждателя. Выработанный электрический ток отводится электрическому потребителю за вычетом собственного расхода. Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор 6. Здесь пар, отдавая теплоту конденсирующей воде ( $t = 24-$

32°C,  $p = 3\text{--}5$  кПа), конденсируется, т.е. превращается в воду, которая конденсатным насосом через регенеративный подогреватель высокого давления 5 подаётся в деаэра-тор. Конденсат сжимается в конденсатном насосе 7 до  $p=1$ МПа на входе в деаэра-тор 8. В деаэраторе происходит деаэрация воды, т.е. удаление из нее воздуха. Воздух удаляется за счет нагрева водяным паром, отбираемым из турбины. Такая очистка необходима для предотвращения коррозии в пароводяном тракте.

Затем питательная вода через регенеративные подогреватели питательной воды высокого давления 9 подается в котельную установку. Тем самым и замыкается пароводяной тракт ТЭЦ. Специфической особенностью технологического процесса ТЭЦ является невозможность складирования конечного продукта – электроэнергии. Ввиду этого, а также из-за высоких требований к качеству электроэнергии необходимо непрерывно поддерживать строгое соответствие между электрической нагрузкой и производительностью котла, зависящей от расходов топлива, воздуха и питательной воды. Косвенным показателем соответствия между паропроизводительностью котла и мощностью турбины служит давление перегретого пара, которое обычно стабилизируется вблизи установленного значения с помощью автоматических устройств. Технологический процесс на ТЭЦ в целом является управляемым. Он может выйти из под контроля лишь при чрезвычайных обстоятельствах – в связи с отказами основного оборудования или наиболее важных систем контроля и управления.

Управление количеством исходных продуктов (расходом топлива, питательной воды, воздуха) осуществляется дистанционно или автоматически посредством регулирующих органов. Управление количеством конечного продукта (электроэнергией) осуществляется в основном изменением расхода пара через проточную часть турбины путем автоматического или дистанционного воздействия на регулирующие клапаны.

Технологический (тепловой) процесс на ТЭЦ достаточно полно отражается принципиальной схемой её тепловой части (тепловой схемой). Последняя определяет связи между основным и вспомогательным оборудованием в пределах замкнутого пароводяного контура ТЭЦ по пару, воде и конденсату. Вид тепловой схемы зависит от конструктивных особенностей теплового оборудования и требований, предъявляемых к его работе с точки зрения возможных эксплуатационных режимов (пуск и холостой ход, работа при расчетных и пониженных нагрузках и др.). Кроме того, тепловая схема разрабатывается с учетом требований экономичности (наличие или отсутствие промежуточного перегрева пара, степень регенерации теплоты турбины и др.), надежности (наличие или отсутствие резервных вспомогательных установок и линии связи и др.) и управления (простота операций по переходу с одного режима работы на другой, возможность изменения направлений и расходов потоков пара, воды, конденсата и др.).

### Режимы работы ТЭЦ

Задача оптимального распределения нагрузки по агрегатам ТЭЦ является актуальной в связи с неравномерностью электрических и тепловых графиков нагрузки, так как в этом случае часть суток станция работает не на полную мощность. Кроме суточной неравномерности графиков нагрузки наблюдается неравномерность потребления энергии в выходные и рабочие дни, а также сезонная неравномерность (табл. 1).

Критерием оптимального режима ТЭЦ в общем случае является минимум расхода топлива при обеспечении заданной надежности энергоснабжения.

Для ТЭЦ с поперечными связями возможно применение оптимизации турбинного и котельного оборудования с использованием в качестве критерия оптимального распределения нагрузок между турбоустановками минимум расхода теплоты в свежем паре.

Таблица 1

## Режимы работы ТЭЦ

Номер режима	Название	Температура наружного воздуха, °С	Условие применения
I	Максимально-зимний	-32	Максимальная выработка на ТЭЦ и максимальная нагрузка котлов
II	Расчетно-контрольный	-17,2	Соответствует средней за наиболее холодный месяц температуре наружного воздуха. Просчитывается при условии аварийной остановки одного или двух котлов
III	Средне-отопительный	Средняя	Рассчитывается для средней за отопительный период температуре наружного воздуха
IV	Летний	–	Характеризует работу ТЭЦ при отсутствии отопительной нагрузки. Оборудование обеспечивает только горячее водоснабжение потребителей

Вполне очевидно, что постановка задачи оптимизации загрузки каждого из рассматриваемых агрегатов правомерна только в том случае, когда общая загрузка ниже максимально возможной, т.е. когда имеется техническая возможность регулирования нагрузки каждым из агрегатов. Причем чем ниже общий уровень загрузки станции по отношению к максимально возможному, тем важнее правильное распределение ее и тем большую экономию топлива можно получить в результате ведения оптимальных режимов работы [13].

Для внутростанционной оптимизации режимов ТЭЦ могут применяться различные методы, а выбор математического аппарата зависит от типов турбоустановок, структуры отпуска тепла со станции, вида энергетических характеристик турбин.

#### Обзор и сравнение существующих методов оптимизации функциональных зависимостей

В высшей математике существуют различные методы оптимизации функциональных зависимостей, но удовлетворяющих необходимым требованиям оптимизации энергетических задач существует не так уж и много. Сравнительные характеристики известных на сегодняшний день методов оптимизации распределения нагрузок представлены в табл. 2.

#### Имитационная модель регулирования паровой нагрузки

Оптимизация распределения паровой нагрузки ТЭЦ с поперечными связями по пару и воде выполняется на основе декомпозиции сложной схемы состава основного и вспомогательного оборудования, в результате чего на разных этапах итерационного расчета решаются более простые задачи с привлечением соответствующего математического аппарата. Для отдельных групп оборудования составляются математические модели и выполняются расчеты с последующим согласованием и корректировкой полученных результатов.

При составлении математической модели должны учитываться предельные значения отпуска тепловой энергии, границы изменения давления в регулируемых теплофикационных отборах, максимальная пропускная способность отдельных цилиндров турбин и многие другие факторы.

Таблица 2

## Сравнительная характеристика методов оптимизации распределения нагрузок

№№	Название метода	Область применения	Комментарий
1	Градиентный метод с использованием множителей Лагранжа	Распределение только электрической нагрузки между агрегатами ТЭЦ	Известно, что одновременное распределение нагрузок дает существенный положительный экономический эффект в уменьшении топливных затрат ТЭЦ. Поэтому данный метод целесообразно применять лишь на КЭС.
2	Метод наименьшего относительного прироста расхода топлива	Является классическим в энергетике нашей страны, используется большинством предприятий.	Рассматриваются отдельно взятые агрегаты, т. е. на станции с поперечными связями не учитывается факт влияния на экономичность подгруппы оборудования, не отражается влияние особенности схемы станции, конструктивные недостатки. Для станций с поперечными связями не учитываются гидравлические потери в трубопроводах острого пара и других.
3	Метод динамического программирования		Возможно использовать лишь для малого числа турбоагрегатов при распределении не более двух видов нагрузки. Это ограничение вызвано фактором времени, которое затрачивается на проведение оптимизации расчетов.
4	Линейное программирование		Использовать такой метод можно только для ограниченного числа сочетаний оборудования из базы данных.
5	Метод ветвей и границ		При наиболее выгодном распределении отборов пара и электрической выработки между турбоустановками ТЭЦ можно получить до 2% экономии топлива, без каких бы то ни было дополнительных капиталовложений. Возможность реализации оптимальных режимов работы оборудования ТЭЦ имеется не всегда, а только в часы недогрузки энергогенерирующего оборудования. Такая недогрузка располагаемой электрической мощности появляется ежедневно в ночные часы и в выходные дни, а также в летний период года.

Рассматриваемая в докладе модель учитывает состав основного и вспомогательного оборудования. Упрощенную схему теплового оборудования ТЭЦ на примере ТЭЦ-8 Мосэнерго можно представить композицией 4 котлов и 4 турбин с поперечными связями по пару и воде (рис. 2).

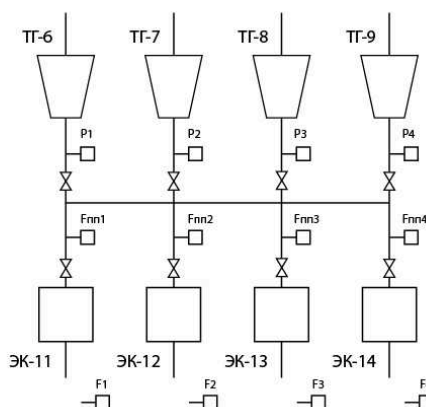


Рис. 2. Схема ТЭЦ для 4 котлов и 4 турбин:

ТГ-6, ТГ-7, ТГ-8, ТГ-9 – турбогенераторы; ЭК-11, ЭК-12, ЭК-13, ЭК-14 – котлоагрегаты;  
 P1, P2, P3, P4 – датчики расхода перегретого пара после каждого котла;  
 $F_{nn1}$ ,  $F_{nn2}$ ,  $F_{nn3}$ ,  $F_{nn4}$  – датчики измерения давления перед каждой турбиной

Исходные данные при моделировании:

- P – давление перед каждой турбиной, кгс/см<sup>2</sup> (датчик давления перед каждой турбиной);
- $F_{nn}$  – расход перегретого пара, т/ч (датчик после каждого котла);

- $F$  – расход топлива на котел,  $\text{м}^3/\text{ч}$  (датчик перед каждым котлом).

Для ТЭЦ с поперечными связями основные ограничения в общем виде можно записать:

- предельные значения для  $P$  давление перед турбиной: нижний предел  $125 \text{ кгс}/\text{см}^2$  – верхний предел  $135 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ;
- расход перегретого пара  $F_{\text{пп}}$ : нижний предел  $240 \text{ т}/\text{ч}$  – верхний предел  $480 \text{ т}/\text{ч}$ ;
- расход топлива на котел  $F$ : нижний предел  $427,5 \text{ м}^3/\text{ч}$  – верхний предел  $472,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ .
- скорость набора нагрузки определяет величину шага для каждого из параметров. Для  $P$  (давление перед турбиной) шаг равен  $3,00 \text{ кгс}/\text{см}^2$ . Для  $F_{\text{пп}}$  (расход перегретого пара) шаг равен  $14 \text{ т}/\text{ч}$ . Для  $F$  (расход топлива на котел) шаг равен  $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Рассматривается модель, позволяет учитывать инерционность оборудования. Для этого при проседании (уменьшении) давления пара перед турбиной повышается расход топлива на ближайший котел. При достижении предела производительности на котле предусмотрено повышение расхода топлива на соседний котел.

### Выводы

В России на данный момент в работе большое количество станций, введенных в эксплуатацию в 1940–1960-е годы. В основном это неблочные станции с оборудованием небольшой мощности. В городах – теплоэлектроцентрали. Основной вопрос, который предстоит решать станциям в будущем – уменьшение издержек на производство единицы энергии. Ранее эта проблема рассматривалась с точки зрения уменьшения удельных расходов топлива на отдельных агрегатах.

Можно попытаться сформулировать задачу, которую предстоит решать энергетикам в ближайшем будущем. Станциям и системам необходимо не только повышать экономичность, но требуется также эффективно эксплуатировать оборудование, учитывая факторы, влияющие на стоимость энергии. Важную роль в решении этой проблемы должно сыграть имитационное моделирование, способное вскрыть суть физических процессов, проходящих в производственном режиме на ТЭЦ, оптимизировать параметры энергоэффективности и надежности работы оборудования.

В связи с этим определение подхода, направленного на снижение топливных затрат ТЭЦ и повышение эффективности управления оборудованием ТЭЦ за счет имитационного моделирования представляется весьма актуальным.

### Литература

1. **Плетнев Г. П.** Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций. Учебное пособие для вузов. М.: Энергоиздат, 1981.
2. **Качан А. Д.** Режимы работы и эксплуатация тепловых электрических станций. Мн.: Высш. шк., 1985.
3. **Иванов Н. С.** Построение оптимизационной модели для выбора состава и распределения нагрузок между агрегатами тепловых электростанций. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Томск: 2009.
4. **Щербич В. И., Шашков О. К.** Оптимизация в АСУ ТП ТЭЦ распределения нагрузок между котлами, работающими на общий паропровод. М.: Электрические станции, 1992.
5. **Попырин С.** Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. М.: Энергия, 1978.
6. **Иванов А., Басс М.** К вопросу о методах оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ // Промышленная теплоэнергетика. 2005. № 3.