

**О ВОЗМОЖНОСТИ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА
НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ
ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ СХЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Инж. СВЕЧКО М. В., канд. техн. наук ПИТОЛИН В. Е.

Полоцкий государственный университет

В сложившейся за последнее десятилетие экономической ситуации в Республике Беларусь и странах СНГ проблема рационального использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) приобретает все большее значение в деятельности любого промышленного предприятия. В наибольшей степени это утверждение относится к тепловым электростанциям (ТЭС) [1].

Из теории термодинамических систем следует, что наиболее выгодным, с точки зрения использования топлива для целей производства электрической и тепловой энергии в реальных промышленных условиях, является теплофикационный цикл преобразования рабочего тела (пара или газа). В этом цикле практически вся отводимая (утилизируемая) энергия рабочего тела может найти полезное применение: используется для обогрева зданий, сооружений, подогрева сырой воды и иных технологических нужд. В альтернативном – конденсационном цикле – отвод теплоты конденсации отработанного пара осуществляется в окружающую среду.

Реально использовать всю остаточную теплоту в теплофикационном цикле практически невозможно из-за схемных и режимных ограничений. Более того, неуравновешенность ценовой политики, определяющей практически единую цену на тепловую единицу вне зависимости от ее происхождения, часто приводит к отказу потребителей от теплоты утилизации, как это ни парадоксально, теплота собственного производства может оказаться существенно дешевле, что еще более ограничивает возможности использования технологических схем теплофикационного цикла.

ТЭС, вынужденная сбрасывать утилизируемую теплоту в окружающую среду, ухудшает свои технико-экономические параметры (расход топлива на выработку электроэнергии) [2].

При недостаточных теплофикационных нагрузках ТЭС вынуждены работать в промежуточных (комбинированных) режимах конденсации части отработанного пара в конденсаторах турбин. Отсутствие достаточных тепловых нагрузок приводит к пережогу топлива и, как следствие, к необходимости тщательного анализа схем включения и режимов использования оборудования ТЭС для обеспечения максимально достижимой в создавшихся условиях экономии топлива. Для того чтобы не допустить ухудшения технико-экономических характеристик, производится даже посезонное перепроектирование тепловых схем ТЭС за счет поперечных (межблочных) связей с консервацией части временно неиспользуемого оборудования.

Так, снижение тепловых нагрузок ТЭС обычно приводит к уменьшению количества работающих турбоагрегатов в летний период – Р50-130/7 и ПТ60-130/13, в зимний (отопительный) период – Р50-130/13, ПТ60-130/13, ПТ50-130/13 и в зависимости от увеличения тепловых нагрузок в отборном паре 1,6; 0,7 МПа и утилизации теплоты с сетевой водой может дополнительно включаться одна из турбин ПТ60-130/13 или ПТ50-130/13.

Очевидная сложность схемы включения оборудования ТЭС для обеспечения различных систем потребления электрической и тепловой энергии определяет необходимость оптимизации состава работающего оборудования при одновременной оптимизации режимов его работы.

Структурная схема энергетического оборудования типовой ТЭС с поперечными связями представлена на рис. 1.

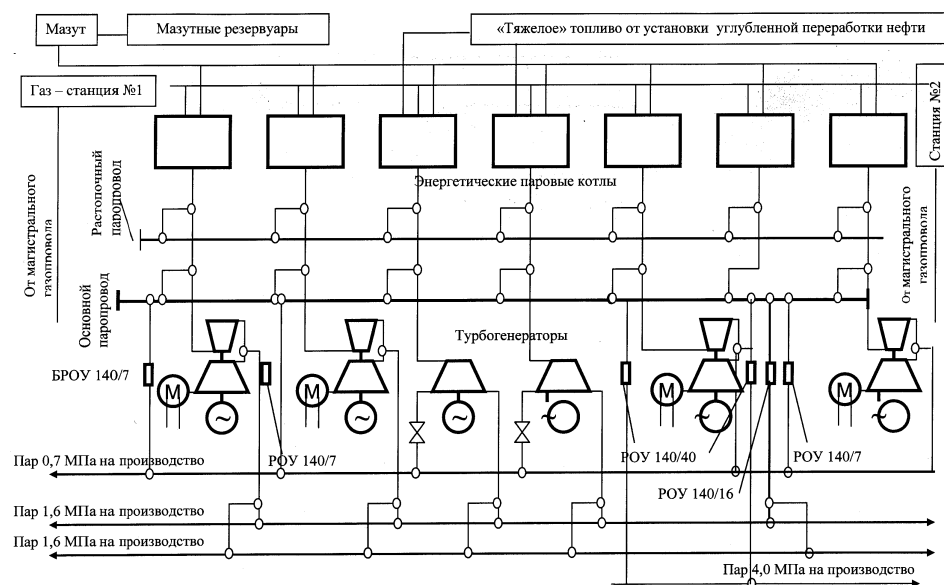


Рис. 1. Структурная схема ТЭС с поперечными связями

Решение этой задачи позволяет обеспечить существенную экономию топлива без дополнительных материальных затрат.

Для ТЭС с разнородным составом оборудования, большим количеством и протяженностью поперечных связей между ними задача оптимизации режимов работы еще более усложняется в связи с наличием различных технологических ограничений по составу и предельной величине загрузки. Расчет режимов загрузки оборудования при заранее определенном его составе, исходя из условий необходимости полного удовлетворения всех потребителей электроэнергии, теплоты и пара различных параметров, достаточно сложен. На практике не удается добиться устойчивых результатов минимизации критерия топливоиспользования, особенно в период малых теплофикационных нагрузок. Поэтому удельные расходы топлива на выработку электроэнергии могут изменяться в широких пределах – $\pm 25-50\%$ (рис. 2).

Автоматизация процесса выбора схемы включения оборудования и режимов его работы, особенно в сезоны минимальной тепловой нагрузки, позволит добиться снижения максимальных отклонений, вызванных не-

удачным выбором схемы или режима, к среднему уровню удельного расхода топлива – 180 г на 1 кВт и менее, т. е. на 15–20 %.

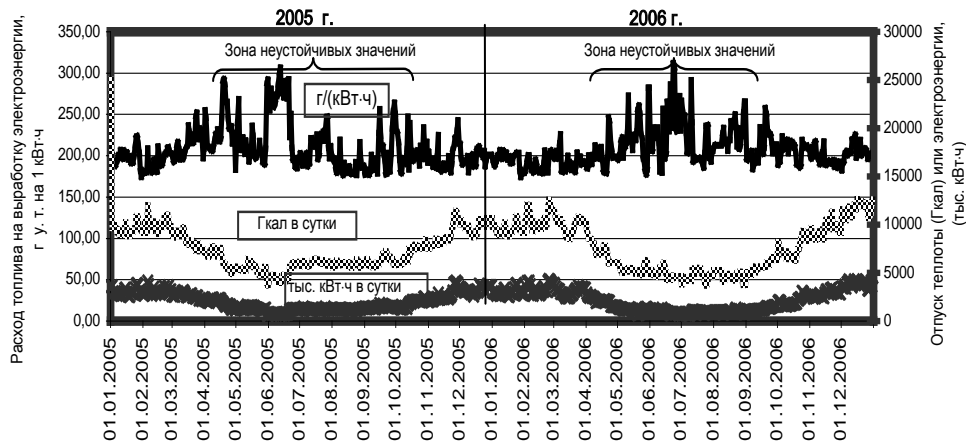


Рис. 2. Значения удельных расходов топлива на выработку электроэнергии

В настоящее время разрабатывается необходимое программное обеспечение для оперативного решения задач расчета оптимального состава оборудования ТЭС, исходя из текущих тепловых и электрических нагрузок – автоматизированное рабочее место (АРМ) инженера ТЭС «Автоматизированная режимная карта». Алгоритм расчета строится на базе графоаналитической модели ТЭС, источниками и приемниками в которой являются собственно единицы оборудования (котлы и турбины), связями – трубопроводы для перекачки газа, пара, воды или проводники тока для передачи электроэнергии.

На рис. 3 показана схема части графа ТЭС для моделирования потока свежего пара.

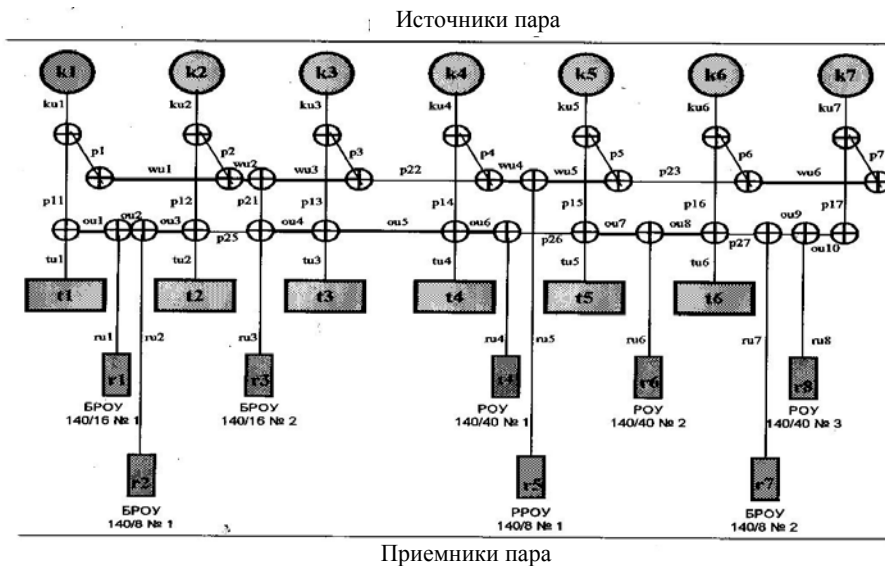


Рис. 3. Графоаналитическая модель ТЭС для потока свежего пара

Оборудование (объект схемы) обладает своим полем аналитических характеристик (сепарабельным пространством) и, как следствие, набором входных и выходных параметров. Аналитические характеристики оборудования реализованы методами аппроксимации графиков экспресс-испытаний. Аналитические характеристики трубопроводных связей определяются уравнениями полной энергии потока, а активность связей – базой данных состояния запорной арматуры.

Для обеспечения необходимой точности прогнозных расчетов, которая должна быть не ниже диапазона предполагаемого эффекта оптимизации, аппроксимация графических характеристик объектов осуществляется с использованием кубических сплайнов. Концевые нагрузки сплайнов определяются методом «взвешивания» контрольной точки [4]. Достижимая точность аппроксимации графических данных – $\pm 0,15\%$.

Оптимизация осуществляется в два этапа: на первом этапе в интерактивном режиме формируется схема включения оборудования (и соответствующий ей алгоритм расчета ТЭП), на втором – в рамках выбранной схемы вариацией режимных факторов с применением градиентных методов оптимизации определяется положение минимума критерия топливоиспользования.

Актуальность разработки автоматизированной режимной карты повышается, если применять ее для предварительной технико-экономической оценки внедрения на ТЭС дополнительных энергосберегающих мероприятий:

1. Подогрев сетевой воды от температуры 30 до 100 °С для теплосетей города в бойлерах, обогреваемых отборным низкопотенциальным паром турбоагрегата ПТ50-130/7 с давлением 0,04–0,045 МПа (вместо пара 0,12–0,15 МПа, направляемого на дополнительную выработку электроэнергии).

2. Использование подогретой до 30 °С в конденсаторах турбин сырой воды в системах химической водоподготовки.

3. Применение турбоприводов на отборном паре для насосов питательной и сетевой воды.

4. Установка турбодетандеров на газорасширительных подстанциях.

5. Применение термокомпрессора для формирования отпуска высокопотенциального пара из низкопотенциального с минимальным использованием впрыска конденсата.

Существует достаточно большой перечень других рекомендаций и мероприятий [2, 3], внедрение которых теоретически позволяет уменьшить расход топлива на выработку и отпуск электроэнергии от ТЭС. В каждом конкретном случае выбора мероприятия для внедрения должен быть выполнен анализ предлагаемого мероприятия в рамках аналитической модели реальной ТЭС, позволяющей учесть максимальное число возможных дополнительных факторов и соотносить получаемый эффект со стоимостью внедрения этого мероприятия.

ВЫВОД

Разработка и внедрение автоматизированной режимной карты загрузки оборудования ТЭС, основанной на ее графоаналитической модели, с уче-

том реальных энергетических характеристик этого оборудования позволит выполнять оптимизацию оперативных схем использования энергетического оборудования ТЭС в зависимости от сезонно изменяющихся тепловых нагрузок, а также делать предварительную оценку внедряемых энергосберегающих мероприятий, что позволит существенно сократить удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и снизить ее себестоимость ориентировочно на 15–20 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552–95. – М.: ОРГРЭС, 1995. – 57 с.
2. Яковлев, Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
3. Качан, А. Д. Оптимизация режимов и повышение экономичности работы паротурбинных установок ТЭС / А. Д. Качан. – Минск: Вышэйш. шк., 1985. – 176 с.
4. Свечко, М. В. Метод сплайн-аппроксимации и интерполяции графических характеристик сложных энергетических объектов в расчетных моделях / М. В. Свечко, В. Е. Питолин // Вестник ПГУ. Сер. С. Фундаментальные науки. – 2007. – № 3. – С. 85–89.

Поступила 5.05.2007

УДК 621.1

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТУРБОПРИВОДНОГО ВАРИАНТА С ТУРБИНАМИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ПЕРЕД ТУРБОГЕНЕРАТОРНЫМ В МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Инж. ПАНТЕЛЕЙ Н. В.

Белорусский национальный технический университет

Одним из приоритетных направлений развития малой энергетики в ближайшем будущем станет, по нашему мнению, применение паротурбинных приводов (ТП) на основных механизмах собственных нужд промышленно-отопительных и отопительных котельных с паровыми котлоагрегатами. В настоящее время такие котельные являются электропотребителями второй категории, т. е. запитаны от двух независимых электроисточников (подстанций). Опыт показывает, что в большинстве случаев этого недостаточно для сохранения живучести таких теплоисточников. Применение ТП на питательном насосе, дутьевом вентиляторе и дымососе позволит сохранить в работе котлоагрегат даже при отключении электропитания котельной. Целесообразно такие ТП дополнять небольшими синхронными генераторами, что обеспечит электропитание цепей управления и защит. Эти генераторы желательно использовать и в штатных режимах, что упростит сохранение в работе котельной при отключении внешнего электропитания.