

Основные аспекты энерго- и ресурсосбережения в условиях функционирования Котовской ТЭЦ

Шереметьева В.С. магистр 2 курса

Корякина Елена Анатольевна, кандидат химических наук, доцент
ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный университет им. Г. Р. Державина»,
г. Тамбов, Российская Федерация

Введение. Наиболее эффективной с позиции энергосбережения следует считать технологию комбинированного производства энергии и теплоты с использованием противодавленческих паровых турбин. Однако следует учитывать особенности работы оборудования ТЭЦ на разных режимах эксплуатации в зависимости от изменения потребности в энергоносителях. Например, при резком сокращении нагрузки потребителей возможно снижение КПД установки в целом и значительное возрастание удельного расхода пара на производство электроэнергии.

Проведено исследование эффективности работы действующей ТЭЦ,

В комплексе ТЭЦ завода входят: котел Е-75-39-440 – 1 шт., котел ОГО-50-1 – 2 шт., котел ДКВР-15/13 с пароперегревателем – 2 шт., паровая турбина Р-6-35/5М-1 – 2 шт.

Функционирование завода в течение года можно условно разделить на 2 периода работы. Основной период (апрель – июнь, сентябрь – декабрь) – это полный производственный цикл сахароварения, когда завод работает на полную мощность. Когенерационная установка в данное время вырабатывает 90–95 т/ч пара и 5,2–5,7 МВт электроэнергии.

В остальные месяцы (январь – март, август), так называемый «период ремонта» производство сахара не работает, а, следовательно, резко сокращается выработка электроэнергии. Произведенная энергия (7–8 т/ч пара и 0,7–1 МВт электроэнергии) потребляется системами отопления, горячего водоснабжения, электропитания цехов, а также технологией дрожжевого цеха.

Графическое сопоставление параметров работы когенерационной установки в период сахароварения и на минимальном режиме представлено на рис. 1.

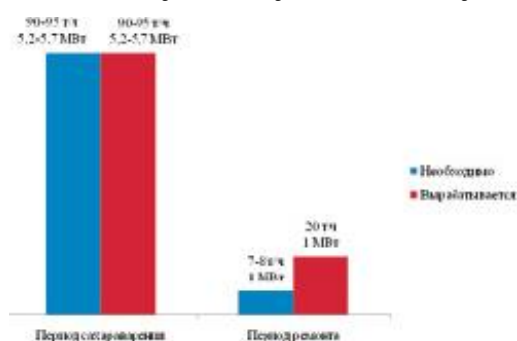


Рис. 1. Сопоставление параметров работы ТЭЦ

Высокий ресурс и продолжительный срок эксплуатации паровых турбин обеспечивается только при надлежащем качестве водяного пара, используемого в качестве энергоносителя.

Проведено исследование термодинамического цикла паровых турбин.

Наиболее важным из параметров свежего пара, влияющим на абсолютный коэффициент полезного действия работы турбоагрегата, является его температура.

Повышение температуры свежего пара (T_0) приводит к повышению экономичности теплового цикла. Если сравнить два цикла, отличающихся только температурой свежего пара (рис.3), то легко заметить, что КПД цикла с более высокой начальной температурой должен быть выше. В самом деле, повышение начальной температуры можно рассматривать как присоединение к начальному тепловому циклу $1abcde21$ с температурой свежего пара T_0 дополнительного небольшого цикла $2eddl1e1212$ (его полезная работа заштрихована на рис. 2).

Поскольку конечная температура в исходном и присоединенном циклах одинакова, КПД присоединенного цикла выше, чем КПД исходного, и общий КПД установки возрастет при увеличении начальной температуры. К тому же повышение температуры свежего пара ведет к снижению его влажности, а значит, турбина будет работать в более благоприятных условиях.

Таким образом, обоснованно установлен пароперегреватель в котлах Е-75-39-440, ОГО-50-1 и ДКВР 15/13 для повышения температуры пара до оптимальных значений.

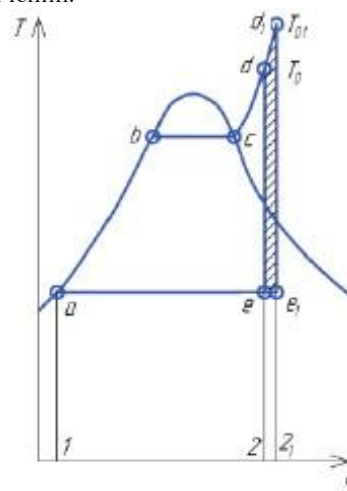


Рис. 2. Повышение начальной температуры острого пара в цикле Ренкина

С целью выявления эффективности работы ТЭЦ проанализируем график работы энергетического оборудования (рис. 1). Анализ показывает, что в период минимальной нагрузки ТЭЦ, когда отсутствует выработка пара на нужды сахароварения, а потребная мощность в электроэнергии снижается до 1

МВт, использование паровой турбины Р-6-35/5М-1 номинальной мощностью 6 МВт нецелесообразно.

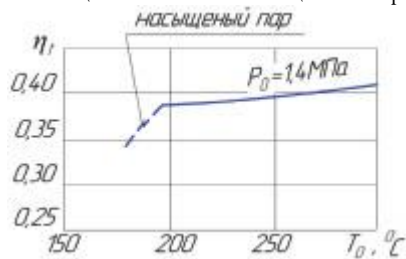


Рис. 3. График зависимости КПД паровой турбины от температуры свежего пара

Проведенными исследованиями выявлено, что принципиально возможно решить проблему повышения КПД энергетической установки за счет электрогенератора малой мощности в комплекте с действующими котлами ДКВР-10/13.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате проведенных исследований на ТЭЦ предложены два варианта электрогенераторов для совместной работы с котлами типа ДКВР-10/13

1 – Паровая турбина АВПР-1.0М в комплексе с одним котлом ДКВР-10/13 с выработкой 15 т/ч пара.

2 – Газопоршневой двигатель Cummins C1400 D5 с одним котлом ДКВР-10/13 с паропроизводительностью 15 т/ч.

Ниже приведены результаты технико-экономического сопоставления предложенных вариантов (при цене одного кубического метра природного газа – 3,26 руб.) с действующим комплексом энергетический котел ОГО-50-1 + пар.турбина 6 МВт).

Результаты численных исследований представлены на рис. 4.

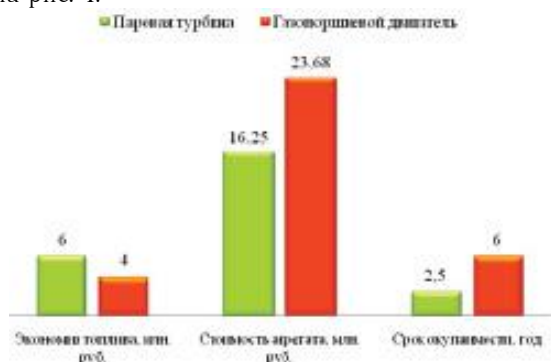


Рис. 4. Сопоставление паровой турбины АВПР-1.0М и газопоршневого двигателя Cummins C1400 D5

Экономия на топливо при использовании газопоршневого двигателя Cummins C1400 D5 почти 4,0 млн. руб. Установка вместе с монтажом составит 23,68 млн. руб. Срок окупаемости – около 6 лет. Экономия затрат на топливо при использовании паровой турбины АВПР-1.0М более 6,0 млн. руб. Стоимость агрегата, включая монтаж, составляет 16,25 млн. руб. Срок окупаемости – чуть больше 2,5 лет.

Следовательно, можно сделать вывод о целесообразности установки паровой турбины АВПР-1.0М, работающей в сочетании с паровым котлом ДКВР – 15/13 при минимальной нагрузке ТЭЦ. Таким

образом, предложенные мероприятия способствуют повышению энергоэффективности действующей ТЭЦ и экономии ресурсов органического топлива.

Однако эффективность системы теплоснабжения в целом не может быть достигнута, если модернизировать только источник энергии. Причиной недостаточного поступления теплоты к потребителям может стать некачественная изоляция трубопроводов тепловой сети.

Заключение

Проведя технико-экономический расчет показателей ТЭЦ можно сделать следующие выводы: КПД по производству теплоты больше чем КПД по производству электроэнергии. Это связано с потерями при преобразовании тепловой энергии пара в электрическую, за счет вращения турбинных лопастей. Общий КПД ТЭЦ 41,2% - что является приемлемым для станций подобного уровня. Необходимо также учитывать, что вышеназванные параметры напрямую зависят от качества топлива, правильности его подготовки и режимов работы ТЭЦ.

Большой эффект по снижению энергозатрат дает использование асинхронных электроприводов. Можно наметить следующие направления снижения потребления энергии АД.

Первое направление связано со снижением потерь в электроприводе при выполнении им заданных технологических операций по заданным тахограммам и с определенным режимом нагружения. Это электроприводы, работающие в пускотормозных режимах (краны, лифты, главные приводы слябингов и блюмингов, вспомогательные позиционные механизмы прокатных станов и т.д.) или длительных режимах с медленно изменяющейся нагрузкой (насосы, вентиляторы, компрессоры, транспортеры и т.д.). В таких электроприводах за счет снижения потерь электропривода в установившихся и переходных режимах возможна значительная экономия электроэнергии. В кинематически связанных электроприводах (рольганги, многодвигательные приводы тележек и т.д.) равномерное деление нагрузок между двигателями позволяет также минимизировать потери в них.

Второе направление связано с изменением технологического процесса на основе перехода к более совершенным способам регулирования электропривода и параметров этого технологического процесса. При этом происходит снижение потребления энергии электроприводом. В качестве примера можно привести электроприводы турбомеханизмов (насосов, вентиляторов, турбокомпрессоров), поршневых насосов и компрессоров, транспортеров, систем регулирования соотношения топливо -- воздух и др. При этом, как правило, эффект не ограничивается экономией электроэнергии в электроприводе, во многих случаях возможна экономия ресурсов (воды, твердого и жидкого топлива и т.д.).

Для обоих названных направлений характерным является то, что в них снижается потребление энергии именно в электроприводе: в первом случае за счет снижения потерь энергии, во втором за счет использования менее энергозатратного со стороны электропривода управления технологическим процессом.

Литература:

1. Энергетика сегодня и завтра. под ред. Дьякова.- М.: Энергия, 1990.
2. Баскаков А.П. Теплотехника.- М.: Энергоатомиздат, 1991.
3. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Теплотехнический справочник в 2х томах, под ред. В.Н. Юренева и др. - М.: Энергия, 1967.
5. Немцев З.Ф., Ареньев Г.В. Теплотехнические установки и теплоснабжение.- М.: Энергоатомиздат, 1986.
6. Теплоэнергетика и теплофизика. под ред. Григорьева.- М.: Энергия, 1980.
7. Рыжкин В.Я. Тепловые Электрические Станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
8. Экономия топлива на эл. ст. и в энергосистемах: Сборник статей. А.С. Горшкова. - М.: Энергия, 1967.
9. Мезенцев А.П. Основы расчета мероприятий по экономии тепловой энергии и топлива. М.: Энергия, 1970.
10. Левин Е.М., Гохштейн Г.П., Верхивер Г.П. Тепловые схемы и оборудование энергоблоков. - М.: Энергия, 1972.
11. Вопросы повышения КПД паротурбинных электростанций. - М-Л.: Госэнергокомиздат, 1960.
12. Потехонов В.Л. Тепловые Электрические Станции. М.: Энергия, 1977.
13. Угрюмова С.Д. Теплотехника. - В: ДВГАЭУ, 1999. 296 с.
14. Беляева О., Изотова А. Особенности договора энергоснабжения // ЭЖ-Юрист, 2007 г. № 31
15. Куликова Л. Электроэнергия оптом и в розницу // Бизнес-адвокат, 1999 г. № 15