

Перспективные технологии для предприятий энергетической отрасли

Д.С. Бальзамов,
начальник отдела
ООО ИЦ «Энергопрогресс», к.т.н.,
доцент кафедры энергообеспечения
ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Б.Ф. Тимершин,
инженер
ООО ИЦ «Энергопрогресс»

УДК 620.9

Аннотация

Проблема снижения энергетических ресурсов при производстве тепловой и электрической энергии, становится всё более приоритетной задачей генерирующих предприятий. Особенно актуальна эта проблема для России, где энергоёмкость всех отраслей промышленности оказывается во много раз выше общемировых показателей. Одним из вариантов решения обозначенной проблемы является внедрение новых технологий, позволяющих полезно использовать безвозвратно теряемые энергоресурсы генерирующих предприятий.

Ключевые слова:

абсорбционный тепловой насос, интенсификация, конденсационный утилизатор, внутритрубная диагностика

Keywords:

absorption heat pump, intensification, condensation recovery, internal diagnostics

Приоритетной задачей генерирующих предприятий является снижение удельных показателей расхода первичных энергоресурсов на выработку единицы тепловой и электрической энергии. Наряду с этим, предприятиям необходимо решать вопросы экологии, а именно снижение выбросов вредных веществ, снижение теплового загрязнения окружающей среды и т.п.

Решение таких острых вопросов должно проводиться комплексно с внедрением новых технологий и технических решений, апробированных на ведущих предприятиях российской и мировой энергетики. Вместе с тем при решении вопроса о внедрении той или иной новой технологии возникает ряд трудностей, в частности, таких как недостаточная осведомлённость о технологии, отсутствие механизмов, позволяющих снизить финансовую нагрузку на потребителя, сложность привлечения инвестиций и государственных субсидий. Исходя из этого, внедряемые технологии должны иметь приемлемый срок окупаемости, высокую эффективность, надёжность, решать экологические вопросы. В данной статье рассмотрены некоторые технические решения, перспективные для предприятий энергетической отрасли.

Внедрение конденсационных экономайзеров (КЭ) рассматривается как метод рекуперации остаточного тепла дымовых газов топливосжигающего оборудования. При сжигании природного газа помимо CO_2 , NO_x и других компонентов образуется водяной пар. Утилизация скрытой теплоты конденсации водяного пара

может ощутимо повысить эффективность котельного агрегата [1].

Установка конденсационных экономайзеров за котлами позволяет решить такие задачи, как глубокое охлаждение уходящих газов, тем самым снизив тепловое загрязнение окружающей среды и вовлечение теряемой теплоты в полезно используемую долю теплового баланса котельной. Утилизируемую тепловую энергию можно использовать для подогрева сырой воды и обратной сетевой воды перед входом в водогрейный котёл.

Образовавшийся конденсат в корпусе утилизатора представляет собой обессоленную воду. Наличие в конденсате слабоосновной угольной кислоты (связывание CO_2 водой) даёт pH-3,5. Конденсат удаляется из корпуса утилизатора самотёком в пластиковый бак через штуцер снизу корпуса утилизатора, оборудованный гидрозатвором. Далее из бака через декарбонизатор конденсатным насосом в существующие баки сбора конденсата. На рассматриваемой котельной конденсат предполагается использовать в качестве подпиточной воды.

Аналогичные установки успешно работают в котельной ПАО «Татнефть» с. Нижнее Абдулово, Гаргждай, Шауляй, в теплоцентрали «Имантра» (Литва).

На примере одной из котельных г. Казани рассмотрен вариант установки конденсационного экономайзера, упрощённая схема которого представлена на рис. 1.

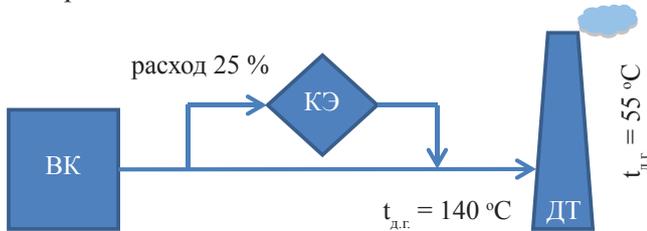


Рис. 1. Упрощённая схема привязки экономайзера

где ВК — котел, КЭ — конденсационный экономайзер, ДТ — дымовая труба.

Экономические показатели КЭ для котельной г. Казани представлены в табл. 1.

Табл. 1. Экономические показатели внедрения КЭ в котельной г. Казани

| Показатель | Эффект |
|-----------------------------------|---------------------|
| Капитальные затраты | 22,94 млн руб. |
| Экономический эффект | 5,505 млн руб./год. |
| Простой срок окупаемости | 4,2 года |
| Дисконтированный срок окупаемости | 5,9 года |

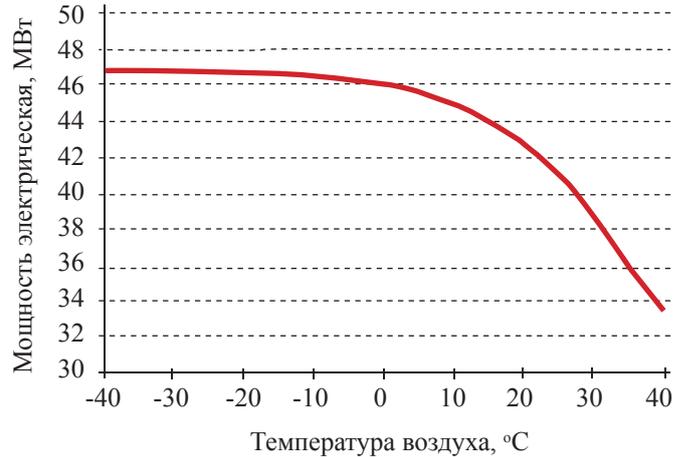


Рис. 2. Зависимость мощности ГТУ от температуры наружного воздуха

В последнее время на предприятиях энергетической отрасли активно внедряются парогазовые технологии, на работу которых существенное влияние оказывают условия окружающей среды. Так в тёплый период года с повышением температуры наружного воздуха выше $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ наблюдается резкое снижение развиваемой мощности ПГУ, так как удельная работа сжатия в компрессоре газовой турбины зависит от температуры всасываемого воздуха. На рис. 2 представлена зависимость мощности ГТУ от температуры наружного воздуха.

При эксплуатации газовой турбины в штатных условиях содержание воздуха в составе газозооной смеси достигает 98 %. Охлаждение воздуха на входе в газовую турбину позволяет компенсировать негативные факторы, связанные с высокой температурой наружного воздуха.

Для решения этого вопроса предполагается использование абсорбционных холодильных машин (АБХМ) для охлаждения воздуха перед компрессорами ГТУ.

В испарителе абсорбционной холодильной машины (АБХМ) охлаждается хладоноситель, циркулирующий через теплообменник комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ). При работе АБХМ электрическая энергия потребляется только для привода циркуляционных насосов, а основным энергетическим ресурсом для выработки холода служит пар (возможны варианты применения горячей воды, отходящих дымовых газов).

В КВОУ осуществляется подготовка воздуха перед его подачей в компрессор газовой турбины, в частности фильтрация и охлаждение. Влага, образующаяся путём конденсации содержащихся в охлаждаемом воздухе водяных паров, представляет собой обессоленную воду, являющуюся ценным ресурсом на электрической станции, в связи с чем подлежит

сбору и дальнейшему полезному использованию на собственные нужды электростанции.

Снижение температуры подаваемого в турбину воздуха с 40 до 15 °С предотвращает снижение мощности ГТУ на 30 %, которое произойдёт при подаче воздуха на всасывание турбины с высокой температурой (рис. 3).

В табл. 2 представлены значения по недовыработке для одной из станций г. Казани.

Табл. 2. Анализ недовыработки электроэнергии в тёплый период

| Месяц | Мощность, МВт |
|----------|---------------|
| Апрель | 15,3932 |
| Май | 1407,5876 |
| Июнь | 2543,1201 |
| Июль | 4893,6621 |
| Август | 5579,0067 |
| Сентябрь | 150,6412 |
| Октябрь | 4,2469 |
| Итого | 14 593,66 |

В настоящее время на оптовом рынке электрической энергии и мощности (далее — ОРЭМ) применяется механизм, регулирующий инвестиционную деятельность по созданию (реконструкции) объектов генерации и обеспечивающий выполнение обязательств инвесторов по вводу генерирующих мощностей на условиях Договора предоставления мощности (ДПМ).

ДПМ предусмотрено, что нарушение продавцом обязательств по поставке мощности в установленном количестве может выражаться:



Рис. 3. График отклонения мощности ГТУ в тёплый период

- в частичном невыполнении обязательства по поставке мощности объектом генерации в количестве, определённом в ДПМ (т.е. недопоставка мощности данного объекта генерации);
- в полном невыполнении обязательства по поставке мощности в установленном ДПМ количестве — в случае продажи продавцом или отчуждения иным способом введённого в эксплуатацию аттестованного объекта генерации.

В связи с этим при выполнении экономического обоснования проекта внедрения АБХМ учитывались выплаты штрафных санкций за недовыработку электрической энергии. Для одной из ТЭЦ г. Казани экономический эффект представлен в табл. 3.

Табл. 3. Основные технико-экономические показатели внедрения АБХМ

| Показатель | Эффект |
|-----------------------------------|------------------|
| Экономический эффект | 33 млн руб./год. |
| Простой срок окупаемости | 3,8 года |
| Дисконтированный срок окупаемости | 5,2 года |

Из числа успешных примеров внедрения АБХМ на предприятиях энергетической отрасли можно выделить Жанажолскую ГТЭС (Казахстан), газопоршневую мини-ТЭЦ в г. Мадурай (Индия), теплоцентраль «Имантра» (Литва), ТЭЦ г. Янгжин (Китай), ТЭЦ г. Копенгаген (Дания).

ВЫВОД

Описанные технологии позволяют повысить надёжность и энергоэффективность функционирования энергетических объектов генерирующих предприятий, снизить потери тепловой энергии и оптимизировать теплоэнергетический баланс предприятия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Использование низкопотенциальной теплоты. Книга II: монография / Д.Г. Закиров, А.А. Рыбин. — М.: РУСАЙНС, 2015. — 154 с.
2. Бальзамов Д.С., Зиганшина А.Р. Повышение эффективности работы котельной за счёт использования или переработки низкотемпературных газов. Поволжский научный вестник, № 1, 2017. С. 84—91.
3. Balzamorov D.S., Timershin B.F. Overview of advanced technologies for generating Companies. Modern science, № 2, 2017.