



Парогазовая установка Чепецкого механического завода

А. В. Вершинин – ОАО «Чепецкий механический завод»

На собственной паросиловой ТЭЦ мощностью 66 МВт Чепецкого механического завода (г. Глазов, Удмуртия) установлена современная ПГУ. В результате предприятие полностью обеспечено электрической энергией. Применение парогазового цикла значительно повысило эффективность станции.

История электростанции

Уже более 50 лет ТЭЦ-1, расположенная на территории Чепецкого завода (входит в состав ОАО «ТВЭЛ»), обеспечивает отопление и горячее водоснабжение не только предприятия, но и на 90 % теплоснабжение других промышленных предприятий, а также жилых районов г. Глазова (население более 100 тыс.). Электроэнергия, вырабатываемая ТЭЦ, полностью потребляется ОАО «ЧМЗ».

Изначально оборудование станции было спроектировано с учетом использования в качестве топлива высокозольного сернистого кизеловского угля и мазута. С момента пуска в 1949 г. и до 1998 г. ТЭЦ работала исключительно на угле/мазуте, при этом вырабатываемая электроэнергия к этому времени была значительно дороже, чем в энергосистеме, плюс выбросы вредных веществ – 80 тыс. тонн в год (зола, сернистый ангидрид). С 1998 года начался поэтапный перевод котлов на природный газ – в настоящее время на газовое/мазутное (резервное) топливо переведены 3 водогрейных котла типа ПТВМ-100 (в 1998 г.) и 5 паровых

котлов (2 БКЗ-75 в 1999 г.; 2 ЦКТИ-75 в 2002 г., 1 – 2005 г.). На угле по-прежнему работают еще 4 котлоагрегата типа ЦКТИ-75. В результате к 2005 году затраты на один кВт·ч вырабатываемой электроэнергии снизились до 79 копеек (у энергосистемы она приобреталась по цене 98 к/кВт·ч, т.е. на 20 % дороже).

К моменту завершения первого этапа перевода существующих котельных агрегатов на природный газ в эксплуатации находилось следующее основное оборудование:

- 9 котлов среднего давления паропроизводительностью 75 т/ч с параметрами 3,6 МПа, 420 °С. Для котлов ЦКТИ-75-39Ф2 основным топливом является уголь, для котлов БКЗ-75-39ГМ – газ (резервным – мазут).
- 5 водогрейных котлов ПТВМ-100 теплопроизводительностью 100 Гкал/ч. Основным топливом является мазут и газ (резерв – мазут).
- 5 паровых турбин номинальной мощностью по 12 МВт: три турбины АПТ-12-1, две – ДК-20-120;
- одна турбина с противодавлением типа АР-6-6 мощностью 6 МВт.

Пылеугольные котлы низкого давления ТП-30 (6 штук), выработавшие ресурс, были демонтированы.

Тепловая схема ТЭЦ выполнена с поперечными связями по пару и питательной воде. Давление пара перед турбинами составляет 2,9 МПа, температура – 400 °С. Турбины имеют регулируемые производственные и теплофикационные отборы. Теплофикационные отборы объединены общим коллектором, откуда пар поступает в четыре бойлерные, тепловая нагрузка которых составляет 260 Гкал/ч.

В 2005 году электрическая мощность ТЭЦ составляла 66 МВт, что в силу целесообразности работы в теплофикационном режиме уже не соответствовало возросшим потребностям производства. Станция вырабатывала около 200 млн кВт·ч электроэнергии в год, и примерно столько же предприятие покупало из системы. В связи с существенной разницей в стоимости собственной и покупной электроэнергии было принято решение увеличить мощность ТЭЦ.

Выбор технического решения

Вариант увеличения мощности станции с использованием угля в качестве топлива не рассматривался в силу его очевидной нерентабельности. Расчеты показали, что применение газа, приобретаемого даже по коммерческим ценам, выгоднее, чем угля, который менее технологичен (как при транспортировке, так и при хранении его на складе), что сокращает оборачиваемость средств. Цена мазута очень высока, поэтому он рассматривается как аварийное топливо.

Перевод оставшихся котлов на газ позволил бы решить только вопрос снижения себестоимости собственной генерации, но не увеличения мощности. Поэтому к рассмотрению были приняты 3 варианта с использованием газового топлива: новые паровой котел (на общий коллектор) и ПТУ; газотурбинная установка с паровым котлом-утилизатором (на общий коллектор); новый блок ПГУ.

Выбору принципиального технического решения предшествовал анализ состояния существующего оборудования и возможности размещения нового, а также технико-экономический расчет эффективности различных вариантов. Разница в эффективности паросилового и парогазового цикла (более 15 %) обусловила выбор парогазовой технологии, а ограничения по возможности размещения, объему инвестиций – выбор варианта с установкой в рамках существующей ТЭЦ (в главном корпусе на месте демонтированных котлов ТП-30) энергетического модуля «ГТУ – котел-утилизатор» с выработкой пара одного давления для подачи в общестанционный паровой коллектор.

Исходя из необходимости обеспечить за счет газотурбинной надстройки годовую выработку около 200 млн кВт·ч и принимая коэффициент использования ГТУ на уровне не ниже 0,9 – получалось, что мощность установки должна составить порядка 25 МВт. Рассматривалась также возможность применения нескольких установок такой же общей мощностью. Но в связи с большими капитальными вложениями в данный вариант и более высокой удельной стоимостью эксплуатации ГТУ меньшей единичной мощности было принято решение применить одну газотурбинную установку мощностью 25 МВт.

Рассмотрев предложения отечественных и зарубежных поставщиков ГТУ, выбрали установку SGT-600 производства Siemens Industrial Turbomachinery AB (Швеция). При выборе ГТУ руководствовались следующими критериями:

- стационарный тип установки (а не конвертированный авиационный ГТД), т. е. газовая турбина должна быть специально разработана для энергетики;
- характеристики выхлопа соответствуют требованиям к параметрам пара;
- наличие многочисленных референций и продолжительного опыта эксплуатации;
- низкая стоимость жизненного цикла;
- ремонтпригодность (все виды ремонтов, включая капитальный, на месте эксплуатации);
- наличие в России сервисной службы поставщика ГТУ;
- конкурентоспособная цена оборудования;
- полное соответствие экологическим нормам (без использования впрыска воды или пара).

Также для реконструкции ТЭЦ были приобретены: паровой котел-утилизатор ТКУ-14 производства Таганрогского котельного завода, дожимная компрессорная установка Frick 283S компании Togomont (Канада) и АСУ ТП верхнего уровня фирмы Honeywell (США).

Генеральным проектировщиком был выбран С.-Петербургский государственный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Атомэнергопроект». Строительные и монтажные работы выполнила фирма «ТВЭЛ-Строй».

Основное оборудование

Газотурбинная установка. Газотурбинный двигатель установки SGT-600 состоит из газогенератора и силовой турбины, которые механически не взаимосвязаны. Это обеспечивает регулирование ГТУ в широких пределах при стабильно высокой эффективности.

Газогенератор включает компрессор, камеру сгорания и турбину. Компрессор имеет 10 ступеней. Направляющие лопатки первых двух ступеней – регулируемые. Корпус единый,

имеет горизонтальный разъем, что облегчает обслуживание и замену составляющих компонентов. Ротор компрессора — дискового типа.

Камера сгорания — кольцевого типа. Впрыск топлива в горелки производится с помощью 18 топливных форсунок, зажигание — с помощью газовоспламеняющего устройства, с запальной горелкой. В системе сжигания топлива с «сухим» подавлением выбросов используются горелки DLE второго поколения, работающие по принципу сжигания обедненной топливной смеси предварительного смешения. Уровень выбросов оксидов азота в диапазоне нагрузки от 65 до 100 % практически не изменяется, составляя не более 25 ppm.

Двухступенчатая турбина компрессора включает статор с направляющими лопатками и ротор, соединенный с промежуточным валом.

Силовая турбина — двухступенчатая, осевого типа. Номинальная частота вращения турбины 7700 об/мин. Силовой редуктор — с параллельными осями и шевронной зубчатой передачей. Ведущий вал на высокоскоростной ступени связан с силовой турбиной посредством гибкой муфты мембранного типа. Выходная мощность от низкоскоростного вала передается через внутренний торсионный вал к генератору с помощью жесткой фланцевой муфты.

Синхронный 4-полюсный генератор переменного тока — типа AMS (производства ABB, Швеция). Расчетное напряжение 11 кВ, степень защиты генератора — IP 54.

Газотурбинный двигатель, редуктор и генератор смонтированы на единой сборной раме. Для обеспечения необходимых шумовых характеристик для двигателя и редуктора предусмотрен звукоизолирующий кожух. Газотурбинная установка поставляется комплектно со всеми необходимыми вспомогательными системами, а также снабжена модулем электрооборудования и системы автоматического управления.

Котел-утилизатор. Паровой котел-утилизатор ТКУ-14 (фото 1), спроектированный ОАО «Красный котельщик», предназначен для выработки перегретого пара температурой 440 °С и

давлением 3,9 МПа за счет тепла отработанных газов ГТУ. Дожигание топлива в котле не предусматривается. Уходящие газы из котла поступают в существующую дымовую трубу ТЭЦ.

Котел — самоопорный (состоит из одного корпуса П-образного профиля), газоплотный, рассчитан для работы под наддувом. Нагрузка котла определяется режимом работы газотурбинной установки. При номинальной нагрузке турбины он обеспечивает паропроизводительность 38 т/ч. Регулировочный диапазон нагрузок котла 100-50%.

Питательная вода температурой 145 °С и давлением 5,5 МПа подается из коллектора ТЭЦ через узел питания в экономайзер котла-утилизатора. Испарительный контур котла с многократной принудительной циркуляцией обеспечивается двумя насосами, один из них — резервный. Пар после пароперегревателя поступает в стационарный паровой коллектор. Регулирование температуры пара осуществляется впрыском собственного конденсата.

Для более полного использования тепла газов ГТУ и снижения температуры уходящих газов до 100 °С в котле предусмотрен газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ). Во избежание низкотемпературной коррозии температура сетевой воды на входе в ГПСВ должна быть не ниже 55 °С. Расчетная температура воды на выходе — 95 °С. Котел допускает работу при отключенном подогревателе сетевой воды. Номинальный расход воды через ГПСВ составляет 260 т/ч (регулируется).

Поверхности нагрева состоят из горизонтально расположенных оребренных труб, объединенных раздающими и собирающими коллекторами, которые полностью собраны на заводе. Это значительно сократило время монтажа на месте.

Дожимной компрессор. Дожимная компрессорная установка расположена в отдельном модуле и выполнена на базе ротационного винтового компрессора Frick 283S и электродвигателя Ansaldo (США) мощностью 500 кВт (фото 2). В ее состав входит также ресивер (для снижения пульсаций) емкостью 20 м³. Давление топливно-

➔ Фото 1.
Паровой котел-утилизатор ТКУ-14



➔ Фото 2.
Дожимной компрессор топливного газа



го газа повышается с 1 до 2,45 МПа (необходимого для нормальной работы ГТУ).

АСУ ТП ПГУ реализованная на программно-технических средствах Experion PKS фирмы Honeywell. Она предназначена для контроля, управления технологическим процессом и противоаварийной защиты котла-утилизатора и вспомогательного оборудования, контроля состояния газотурбинной установки и дожимной компрессорной станции через их подсистемы. Данная система была базовой на станции, и в нее интегрированы элементы систем нижнего уровня вновь установленного оборудования. Связь контроллеров ГТУ и дожимной компрессорной установки с системой Experion PKS осуществляется по протоколу Modbus через коммуникационные процессоры.

Реализация проекта

Согласно проектному решению основное оборудование ПГУ (газотурбинный двигатель и генератор с системами энергоблока, паровой котел) расположено в существующем здании котельного цеха на месте 5 демонтированных котлов ТП-30, полностью выработавших ресурс. На демонтаж старого оборудования потребовался почти год. Кроме того, была проведена реконструкция здания: заменена кровля, установлены стеклопакеты в оконных проемах, построен новый газоход от котла-утилизатора до существующей дымовой трубы. Смонтированы новые паропровод и питательный трубопровод. Распределительное устройство закрытого типа было модернизировано с применением элегазовых выключателей фирмы Areva (Франция).

Транспортировка ГТУ STG-600 из г. Финспонга, (где расположено предприятие-изготовитель) до морского порта г. Норрчопинг (Швеция) осуществлялась автомобильным транспортом, далее – водным путем до г. Перми. Здесь оборудование было перегружено на трейлеры и доставлено на территорию завода (фото 3). Для доставки ГТУ из порта г. Перми в Глазов потребовалось усилить несколько мостов по пути следования (вес самого тяжелого транспортного модуля ГТУ около 80 тонн). Кроме того, на территории ЧМЗ были выполнены соответствующие работы по переносу коммуникаций, чтобы обеспечить перемещение и установку крупногабаритных блоков.

В марте 2006 года началась подготовка фундаментов, строительные и монтажные работы, к концу ноября была закончена пусконаладка установленного оборудования. В первом квартале текущего года успешно проведены предварительные 72-часовые испытания.

Испытания на подтверждение гарантированных технических характеристик газотурбинной



установки запланировано на второй квартал.

Для реализации проекта потребовалось на 60 млн м³ увеличить объем природного газа, потребляемого ТЭЦ – дополнительное количество газа приобретается на свободном рынке.

Заключение

Парогазовая установка работает в базовом режиме. В дневные максимумы недостающая для работы предприятия электроэнергия поставляется из энергосистемы Удмуртии, в ночные часы излишки вырабатываемой энергии передаются в сеть.

Общая стоимость проекта составила 780 млн рублей. Для его финансирования была применена лизинговая схема. Предусматривается, что к концу срока лизинговых выплат (2011 г.) себестоимость собственной выработки электроэнергии будет на 30-40 % ниже стоимости электроэнергии, поставляемой из энергосистемы. Следует отметить, что расчет себестоимости выполнялся с учетом предполагаемого роста цен на газ к 2015 году – в размере 4450 рублей за 1000 м³. В итоге планируется, что за счет ввода нового энергоблока ОАО «ЧМЗ» с 2011 г. будет ежегодно экономить от 165 до 227 млн рублей.

Проект реконструкции ТЭЦ предусматривает возможность установки еще одного газотурбинного энергоблока с котлом-утилизатором и двух дожимных компрессоров. Это позволит вывести из эксплуатации оставшиеся 4 угольных котла. Реализация II этапа проекта будет зависеть от экономических результатов работы первой очереди ПГУ и рыночных цен на газ и электроэнергию в будущем. ■

Фото 3.
Транспортировка
энергоблока
заказчику

Рис. Экономия
от замещения
покупной энергии
электроэнергией
собственного
производства

