

ДУБРОВИН И.Н., Директор Запорожского филиала ООО “Энерготехпром”

ЛИСТОПАД Е.Н., Главный инженер проекта ООО “Энерготехпром”, г. Днепропетровск

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ГТЭС-7,5 МВт В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В статті розглядається досвід проектування та будівництва газотурбінної електростанції ГТЭС-7,5 в умовах Західного Сибіру. Розроблена автоматизована система управління газотурбінною електростанцією, яка забезпечує досягнення проектних техніко-економічних показників електростанції в усіх режимах функціонування.

In the article experience of investment projects of building of gas-turbines thermal power-station of small power is examined thermal power-station of small power. Experience of planning and building of gas-turbine power-stations showed that in relation to the choice of type of basic and auxiliary equipment of power-station on oil gas decisions must be made at the account of all local climatic and geographical terms of placing of power-station.

Постановка проблемы и выделение нерешенных задач

Уже стало хорошей традицией- ежегодно фирма “Энерготехпром” отчитывается на столь высоком уровне о проделанной за год работе и не просто отчитывается, а информирует о своем непосредственном участии по вводу в строй новой крупной электростанции, обеспечившей удаленные таежные уголки Восточной Сибири Российской Федерации электроэнергией и теплом.

В прошлом году Главный инженер нашей фирмы г-н Ремезок Н.Е. рассказал об особенностях проектирования, монтажа и ввода в строй когенерационной газотурбинной тепловой электростанции на Рубежанском картонно-тарном комбинате.

Сегодня мы можем сообщить уважаемому собранию о завершающей стадии заключительного этапа комплексной наладки автоматизированной системы управления газотурбинной электростанции мощностью 7,5 МВт на Западно-Полуденном нефтяном месторождении близ г. Нижневартовск Томской области.

Решение о строительстве газотурбинной электростанции в районе г. Нижневартовска на территории Западно-Полуденного месторождения ЗАКАЗЧИК-ОАО “Томскнефть” принял в 2001 году.

Функции Генерального подрядчика по строительству “под ключ” выполняла фирма “МР-ЭНЕРГО-Строй” (г. Москва).

Поставщиком основного оборудования стала Украинская Акционерная компания “Южтрансэнерго” (г. Запорожье).

Проектные работы по ГТЭС выполнило – ООО “Энерготехпром” (г. Днепропетровск).

ЗАКАЗЧИКОМ были определены этапы выполнения проектных работ:

1. Выполнение “Технико-экономического обоснования строительства ГТЭС-10 МВт” с разбивкой на 2-е очереди строительства.
2. Выполнение рабочей документации на весь комплекс.
3. Разработка АСУ ТП ГТЭС.

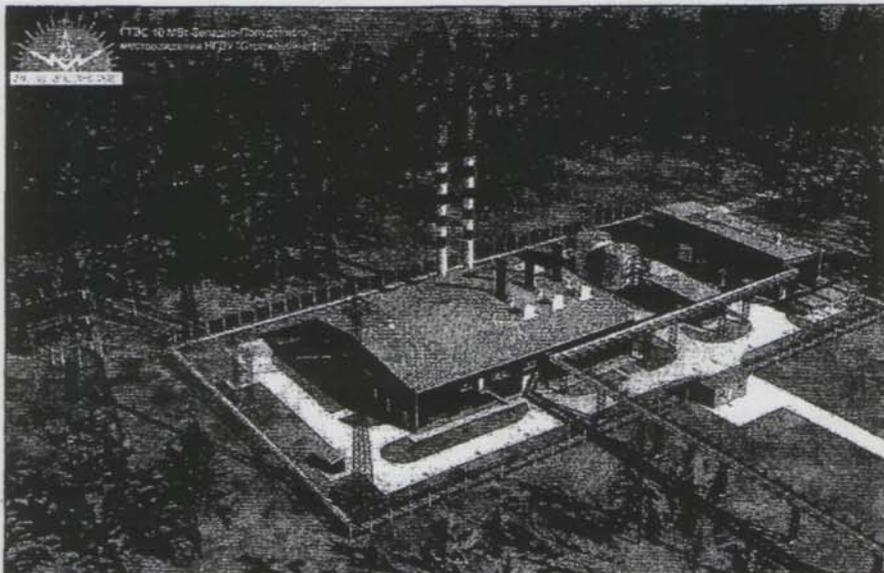
Цель исследований

Целью строительства газотурбинной электростанции предусматривалось обеспечение надежного и бесперебойного снабжения объектов обустройства Западно-Полуденного месторождения электрической и тепловой энергией за счет использования в качестве топлива попутного нефтяного газа.

Изложение основного материала

К разработке ТЭО ООО “Энерготехпром” приступило в 3-м квартале 2002 г.

В первую очередь были разработаны основные схемы и компоновка ГТЭС, а так же определен круг



ГТЭС 10 МВт
Западно-Полуденного
месторождения
НГДУ "Стрежевойнефть"

задач, требующих неординарного подхода к их решению.

Техническим заданием на проектирование установленная мощность основного оборудования электростанции была определена:

- электрическая – 10,0 МВт на напряжение 6,3 кВ;
- тепловая – 10,6 Гкал/ч в горячей воде по температурному графику 115/70 °С.

В задании также была определена очередность строительства.

1-я очередь:

- блок подготовки топливного газа в составе 2-х дожимных компрессоров топливного газа типа "ZKR 204" (1 рабочий, 1 резервный) производительностью 1850 $\text{nm}^3/\text{ч}$ каждый производства фирмы "CKD NOVE ENERGO, a. s.", Чешская Республика;
- 2-е модульно-контейнерные газотурбинные электростанции типа "ЭГ-2500 М1" каждая мощностью 2,5 МВт напряжением 6,3 кВ, (поставки ОАО "Акционерная Компания "Южтрансэнерго" г. Запорожье Украина), устанавливаемые в машинном зале Главного корпуса ГТЭС;
- 2-а водогрейных котла-утилизатора типа "КУВ-5,3/4,0" (поставки ОАО "АК "Южтрансэнерго" г. Запорожье, Украина) с максимальной тепловой мощностью 5,3 Гкал/ч и номинальной – 4,0 Гкал/ч каждый, устанавливаемые на выхлопе газотурбинных установок для утилизации тепла дымовых газов и обеспечения горячей водой по температурному графику 115/70 °С;
- маслоаппаратная в составе маслонасосной и склада масел, расположенные в отдельном помещении Главного корпуса ГТЭС;
- производственно-противопожарная насосная с 2-я резервуарами противопожарного запаса воды по 200 m^3 каждый;
- насосная станция промливневых сточных вод.

2-я очередь строительства:

- 2-е модульно-контейнерные газотурбинные электростанции типа "ЭГ-2500 М1", устанавливаемые в расширяемой части машинного зала Главного корпуса ГТЭС;
- 1-го дожимного компрессора топливного газа типа "ZKR 204", устанавливаемого в машинном зале блока подготовки топливного газа.

В качестве основного топлива для газотурбогенераторных установок электростанции применен - попутный нефтяной газ Западно-Полуденного месторождения. Для его осушки и фильтрации был запроектирован блок подготовки топливного газа, входящей в виде отдельного здания в состав ГТЭС.

Комплекс зданий и сооружений электростанции размещен в пределах ограждаемой площадки прямоугольной формы размером 111,5x59 м.

Выдача электрической мощности от ГТЭС запроектована через ГРУ-6 кВ в энергосети 6 кВ Западно-Полуденного месторождения.

В настоящее время потребители Западно-Полуденного месторождения подключены к электроподстанциям ПС № 23 и № 24 35/6 кВ каждая.

Управление оборудованием ГТЭС предусмотрено с помещения "Центрального щита управления" с применением программно-технических средств АСУ ТП.

В результате оперативной работы с ЗАКАЗЧИКОМ в короткие сроки были согласованы основные схемные и компоновочные решения, что позволило в начале 1-го квартала 2003 г. года приступить к разработке рабочей документации на строительство.

В процессе согласования и утверждения проектных решений ЗАКАЗЧИКОМ было принято решение об изменении очередности строительства и ввода мощностей:

- 1-я очередь – ввод в эксплуатацию ГТЭС в составе 3-х "ЭГ-2500 М1";

- 2-я очередь – увеличение мощности ГТЭС до 10 МВт за счет дополнительной установки 1-ой “ЭГ-2500 М1”.

Данное решение повлекло за собой, пересмотр проектных решений в части выдачи электрической мощности и надежности обеспечения электропотребителей Западно-Полуденного месторождения.

Хочу обратить ваше внимание на сложности и отметить опыт, который был приобретен нашим коллективом при работе над данным проектом:

1. Разработка технологических, строительных, электротехнических решений учитывала специальные требования нормативной документации для проектирования объектов в районах Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Данные решения должны были отвечать местным социальным, природно-климатическим и производственным особенностям строительства,

Для района строительства характерен резко континентальный климат с суровой, продолжительной зимой, короткими переходными весенне-осенними сезонами и непродолжительным теплым летом.

Продолжительность отопительного периода для района строительства электростанции составляет 252 суток (6048 часов), средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 43 °С.

2. Проектирование фундаментов и оснований под сооружения и оборудование ГТЭС были сопряжены с трудностями, учитывающими достаточно глубокое сезонное промерзание грунта до 2,6 м, его насыщенность влагой.

Среди экзогенных процессов широко развиты многолетние пучение, термокарст. Район строительства не сейсмичен.

Для исключения возможных последствий было принято решение о замене верхнего слоя грунта на глубину до 2 м с обратной засыпкой песком и организацией свайных оснований.

3. С целью достижения наиболее рациональных строительных и планировочных решений принята система блокировки, позволившая в Главном корпусе ГТЭС, кроме основного и вспомогательного оборудования, разместить служебно-вспомогательный блок с бытовыми и служебными помещениями.

Проектные решения предусматривали применение современных конструкций, строительных изделий и материалов, которые обеспечивают наиболее прогрессивные способы ведения строительства, ускоренные способы монтажа конструкций и оборудования, а также при проектировании ограждающих конструкций зданий и сооружений были учтены указания Госстроя РФ, направленные на повышение эффективности и сокращение расхода тепла при эксплуатации объектов.

В качестве наружного ограждения стен и покрытия зданий применены облегченные трехслойные панели из 2-х стальных оцинкованных профи-

лированных листов и эффективной теплоизоляции “URSA” между ними.

Применение облегченных конструкций в стеновом ограждении и покрытии значительно снизило нагрузку на фундаменты, а также позволило сформировать цельный ансамбль зданий и сооружений ГТЭС.

Для удешевления строительства и уменьшения необходимости персоналу станции находиться на открытом воздухе центральный щит управления (ЦЩУ), вспомогательные производственные помещения, механическая мастерская, лаборатории, административно-бытовые помещения размещены в Главном корпусе в непосредственной близости от основного и вспомогательного оборудования.

Склад масла размещается в Главном корпусе и запроектирован из условия доставки масел раз в год в летний период, обеспечивая годовую потребность в них.

Противопожарная система станции принята автономной с собственным противопожарным запасом воды с постоянным подогревом.

4. При разработке технических решений были предложены следующие варианты работы основного оборудования:

а) газотурбогенераторные установки “ЭГ-2500 М1” №1 и 2

- автономная с выработкой только электроэнергии работа “ЭГ-2500М1” (без КУВ) на байпасный газовыхлоп, при этом, регулирующий газоплотный клапан перекрывает доступ уходящих газов ГТД в котел-утилизатор;
- утилизационный режим – с полной утилизацией тепла уходящих отработанных газов газотурбинного двигателя в котле-утилизаторе, при этом, регулирующий клапан перекрывает доступ уходящих газов ГТД в байпасный газовыхлоп;
- утилизационный комбинированный режим - с утилизацией тепла части отработанных уходящих газов ГТД в котле-утилизаторе, при этом остальная часть газов выбрасывается через байпасный газовыхлоп в зависимости от необходимой тепловой нагрузки на котел-утилизатор;
- *б) газотурбогенераторная установка “ЭГ-2500 М1” №3* – может работать только по разомкнутому циклу для выработки электроэнергии.

Во всех перечисленных режимах работы основного оборудования, электрическая мощность ГТУ электростанций регулируется по электрическому графику нагрузок, а котлов-утилизаторов – по тепловому графику нагрузок.

Кроме основных рабочих режимов работы оборудования были рассмотрены переходные режимы:

- запуск, 100% наброс и сброс нагрузки, останов “ЭГ-2500 М1”;

- пуск и останов котла-утилизатора при работающей "ЭГ-2500 М1";
- перевод котла-утилизатора с режима полной утилизации газов на комбинированный и наоборот;

Для обеспечения вышеперечисленных режимов работы основного оборудования потребовалось создание мобильной технологической схемы взаимодействия различных ее узлов с высокой степенью надежности каждого элемента.

5. Использование в качестве топлива для газотурбинных установок "ЭГ-2500 М1" попутного газа первичной нефтепереработки потребовало разработки соответствующей технологии компримирования, осушки, очистки и поддержания стабильной температуры газа (около 50 °С) перед газотурбинными двигателями.

Это было обусловлено тем, что после технологической процедуры выделения из нефти газа последний имел высокое влагосодержание - до 4 мг/м³ и низкое давление - до 0,2 МПа

Характеристики попутного нефтяного газа при 20 °С и 101,3 кПа (при нормальных условиях):

- низшая теплота сгорания - 41,7 МДж/нм³;
- плотность газа (абсолютная) - 0,82 кг/нм³;
- содержание метана - 89,85 % по объему.

Использование для компримирования газа винтовых компрессоров типа "ZKR 204" производства фирмы "СКД NOVE ENERGO, a. s.", Чешская Республика с электроприводом, позволило несколько упростить схему подготовки попутного нефтяного газа. Данное оборудование предназначено для непрерывной эксплуатации в помещениях с температурой не ниже +5 °С, класса взрывоопасной зоны В-1а. Уплотнение зазоров винтовых поверхностей при работе компрессора достигается за счет впрыскиваемого в полость компрессора масла. С помощью масла также отводится от компрессоров тепло, выделяющееся при сжатии газа.

В состав технологической схемы подготовки рабочего топлива было включено следующее технологическое оборудование:

- фильтр-сепаратор;
- компрессорная установка;
- теплообменник "газ-газ";
- аппарат воздушного охлаждения газа;
- аппарат воздушного охлаждения охлаждающей жидкости (антифриза) из циркуляционной системы охлаждения масла компрессора;
- дренажная емкость.

Так же при проектировании блока подготовки топливного газа учитывалось, что по взрывопожарной и пожарной безопасности данная технология относится к категории "А"

6. При проработке вопросов надежности электроснабжения было учтено:

- ГТЭС сооружается в "центре" электрических нагрузок Западно-Полуденного месторождения;

- существующая система электроснабжения имеет несимметричную структуру потребления электроэнергии;
- в системе имелись потребители с очень высокой единичной мощностью до 1 600 кВт - электродвигатели насосных станций нефтяных скважин.

Успешно разрешив поставленные в ТЭО задачи коллектив ООО "Энерготехпром" приступил к разработке рабочей документации строительства ГТЭС.

Первые рабочие чертежи были переданы на площадку строительства в марте 2003 г. Выдача рабочей документации осуществлялась по согласованному с ЗАКАЗЧИКОМ графику в технологической последовательности выполнения строительномонтажных работ.

Принятые в ТЭО технические решения прошли экспертизу:

- в "Югорском отделении экспертиз" Российской Федерации г. Нижневартовска;
- в НИИ ОСП г. Москва - экспертиза строительных решений;
- в ЗАО "Петрохим Инжиниринг" г. Москва - промышленная безопасность и мероприятия гражданской обороны.

ТЭО согласовано во всех необходимых inspectирующих инстанциях Российской Федерации и утверждено ЗАКАЗЧИКОМ.

По расчетам технико-экономических показателей себестоимость отпущенной от ГТЭС электроэнергии (с НДС) при номинальной нагрузке оборудования составит не более 0,015\$ за 1 кВт*ч, при себестоимости отпущенной тепловой энергии не выше 4,5\$ за 1 Гкал.

Уже 20 декабря 2003 года был осуществлен пробный пуск одной газотурбогенераторной установки "ЭГ-2500 М1" №3 в комплексе со вспомогательным оборудованием и технологическими системами всей электростанции.

В настоящее время на электростанции ведутся завершающие работы по комплексной наладке автоматизированной системы управления ГТЭС.

Поставка основного технологического оборудования (модульно-контейнерных газотурбинных установок и котлов-утилизаторов) осуществлялась комплектно со штатными системами управления, выполненными на микропроцессорных средствах фирмы "Bernecker und Rainer Industriek-Electronic" (Австрия).

Поэтому АСУ ТП так же разрабатывалась на базе промышленных микропроцессорных контроллеров фирмы "B&R", имеющих высокий технологический уровень и удовлетворяющих требованиям по точности, быстродействию и надежности. Кроме того, это позволило удешевить наладку и ремонт АСУ ТП и обучение персонала станции.

Автоматизированная система представляет собой многофункциональную распределенную интегрированную информационно-управляющую систему

программно-логического управления, работающую в режиме реального времени.

При выборе структуры автоматизированной системы управления учитывались следующие факторы:

- большой объем информации по всем вспомогательным объектам электростанции при низкой концентрации, т.е. сравнительно небольшой объем информации каждой локальной системы автоматики и КИП, при большом их количестве;
- большое число объектов, участвующих в едином технологическом процессе;
- создание "тепличных условий" работы автоматизированной системы для повышения ее ресурса и надежности;
- удобство обслуживания и создание комфортных условий для обслуживающего персонала.

Реализованная комбинированная модель топологии микропроцессорных контроллеров и размещение их в отопляемых помещениях, позволило решить вышеперечисленные задачи и имеет следующие преимущества:

- а. при управлении одним процессором система адекватно реагирует на распределенные в АСУТП события даже при очень малых промежутках времени между событиями (исключение "гонок по входу");
- б. существенно снижаются затраты по реализации вычислительной и интерфейсной части АСУТП;
- в. снижаются затраты на конструктивы и устройства местной климатики;
- г. повышается надежность и точность измерения каналов АСУТП за счет обеспечения единых комфортных климатических условий;
- д. повышается удобство обслуживания технических средств АСУ ТП (наладка и диагностика проходят централизованно в комфортных условиях помещения ЦЩУ, близкое расположение к пульту оператора позволяет наглядно и быстро локализовать неисправность по индикации на модулях контроллера);
- е. уменьшается объем специального программного обеспечения (ПО). Повышается унификация ПО при снижении затрат на его наладку.

При построении распределенных информационно-измерительных и управляющих систем всегда существует проблема выбора между двумя различными моделями. Первая, это – многоуровневые иерархические системы с концентрационными центрами обработки сигналов, которые не имеют непосредственной связи с объектами управления. И управление и измерение происходит через каналы информационного обмена, образуя тем самым информационно-вычислительные и управляющие сети. Такая мо-

дель характеризуется большим объемом передаваемой информации и нуждается в высокоскоростных (обязательно резервируемых) каналах информационного обмена, где требуемая надежность достигается только при 2-х и более кратном резервировании концентрационных узлов и устройств. Вторая модель – это одноранговая система, где возможно резервирование на уровне программного обеспечения, что позволяет максимально повысить надежность работы при конечном количестве отказов устройств, но это влечёт за собой снижение скорости потока информации. В тоже время количество этой информации существенно снижается, снижаются и риски от несвоевременно принятой информации. Иными словами для первой модели необходимо функционирование всей сети в реальном времени, а для второй достаточно функционирования в реальном времени отдельных устройств отвечающих за конкретный объект управления. Для обеих моделей очень важна длина информационных линий связи, обратно пропорциональная скорости обмена. Поэтому для выбранной топологии системы терминалы оператора, принтер, сетевое оборудование предлагается разместить в пультовой ЦЩУ. Такое расположение позволяет сократить длину физического сетевого носителя важнейших информационных магистралей, достичь максимальной скорости информационного обмена, облегчить профилактическое обслуживание и осуществлять наглядный физический контроль работоспособности основного оборудования. Остальные устройства системы располагаются максимально близко к объектам измерения и управления, с целью снижения затрат на кабельно-проводниковую продукцию и повышения автономности (надежности) объектов, и незначительно влияют на быстрдействие АСУ в целом.

Функционально АСУ ТП разделяется на три уровня:

- верхний уровень – две операторских станции, АРМ начальника смены, АРМ инженера АСУ;
- средний уровень – центральный микропроцессорный контроллер (ЦМПК);
- нижний уровень – системы управления газотурбинными установками "АСУ-2500М", блоки управления водогрейными котлами "КУВ", системы управления дожимных компрессоров, системы управления электротехническим (САУ ЭО) и технологическим вспомогательным оборудованием (САУ ВО) электростанции, система управления блоком подготовки топливного газа (САУ БПТГ) и другие локальные микропроцессорные контроллеры.

Конструктивно в состав АСУ ТП входят:

- пульт оператора сборный фирмы "Rittal" с двумя операторскими станциями типа IPC "Provit 5600";
- АРМ типа "Celeron" начальника смены с лазерным принтером типа "hp LaserJet 1300" формата А4;

- шкаф ЦМПК с центральным контроллером и контроллерами САУ ЭО и САУ ВО и встроенным в дверцу АРМом инженера АСУ ТП типа ИРС "Provit 5000";
- две автоматизированные системы управления "АСУ-2500Мк" (поставка в составе ГТУ "ЭГ-2500М1" в комплекте с "КУВ-5,3/4,0");
- автоматизированная система управления "АСУ-2500М"; (поставка в составе ГТУ "ЭГ-2500М1");
- шкаф САУ ВО (с модулями удаленного ввода-вывода);
- шкаф САУ БПТГ;
- два шкафа (пульта) местного управления КУВ;
- локальные микропроцессорные контроллеры;
- АРМ коммерческого учета энергоносителей КТС "Энергия+" с принтером формата А3.

На верхнем уровне находятся АРМы обслуживающего персонала. АРМы информационно объединены в сеть EtherNet через коммутатор. К коммутатору EtherNet также подключены автоматизированные системы газотурбинных установок "АСУ-2500М" оснащенные этим типом интерфейса. Для обмена с центральным (или вышестоящим) диспетчерским пунктом предусмотрено подключение модема к АРМу начальника смены. АРМ начальника смены оснащен лазерным принтером для выдачи на твердый носитель отчетной информации.

Электропитание осуществляется от источников бесперебойного питания (ИБП).

Средний уровень представляет собой устройство централизованного сбора информации и управления. По каналам связи сюда поступает вся информация от объектных контроллеров. В качестве основных каналов связи здесь выступает промышленный интерфейс CANbus. Этот интерфейс позволяет осуществить надежную связь, даже при воздействии промышленных помех. Он состоит из двух основных сегментов: первый сегмент включает в себя "АСУ-2500М", две "АСУ-2500Мк", ЦМПК и АРМ оператора-технолога; второй – САУ ВО, САУ ЭО, САУ БПТГ, ЦМПК и АРМ инженера АСУ. Резервный канал обмена выполнен на базе промышленного сетевого интерфейса "EtherNET". Для обмена с КТС "Энергия+" применяется интерфейс "RS232", так как КТС находится в одном помещении и непосредственной близости от ЦМПК.

ЦМПК выполнен в отдельном конструктиве и установлен в помещении центрального щита управления. В конструктив ЦМПК встроено АРМ инженера АСУ для обеспечения доступа к каналам программирования программно-технических средств АСУ ТП.

ЦМПК предназначен для выполнения следующих функций:

- координации входящих в состав АСУ ТП систем автоматического управления оборудованием электростанции;

- организации основных и резервных каналов интерфейсной связи между следующими системами:

- системой коммерческого учета энергоносителей;
- САУ ЭО;
- САУ ВО;
- АСУ-2500Мк;
- АСУ-2500М;
- САУ БПТГ;
- АРМ оператора;
- АРМ инженера АСУ;
- АРМ начальника смены.

- обеспечивает связь и передачу информации с АСУ диспетчерского уровня посредством коммутатора EtherNet;

- расчет технологического расхода энергоносителей;

- расчет технико-экономических показателей (ТЭП);

- резервирование "баз данных" (БД) параметров и сигналов электростанции, а также ТЭП.

Нижний уровень включает в себя средства непосредственной автоматизации объекта, т.е. локальные контроллеры и системы удаленного сбора информации и управления. С целью повышения устойчивости системы объектные САУ могут работать в трех режимах: автоматический – управление ведется по алгоритмам автоматического управления, дистанционный – управление осуществляет АРМ оператора-технолога, местное управление – управление ведется с локального поста управления объектом.

Шкафы САУ БПТГ, САУ ВО представляют собой герметичные конструктивы фирмы "Rittal".

Днище шкафа оборудовано плоскостью для ввода кабелей через гермовводы. В дверцу шкафа САУ БПТГ встроена панель местного управления и отображения типа РVI "P120".

Шкаф САУ БПТГ представляет собой герметичный (степень защиты – IP56) конструктив фирмы "Rittal" с габаритными размерами (600x1000x250) мм с односторонним доступом. Шкаф имеет крепления для навесного монтажа и расположен в помещении "Электрощитовая" здания блока подготовки топливного газа.

Шкаф САУ ВО имеет напольное исполнение и представляет собой конструктив фирмы "Rittal" размерами (600x1800x400) мм с односторонним доступом. Шкаф устанавливается на подставку высотой 200мм для ввода кабелей и исключения попадания влаги. Расположение шкафа САУ ВО – на отметке 0,000 м в машинном зале главного корпуса, в месте максимального сосредоточения вспомогательного технологического оборудования, что позволило значительно сократить кабельные трассы и уменьшить затраты на кабельно-проводниково-продукцию.

В связи с размещением в помещении шкафов КИП и А и сборок РТЗО и для сокращения

кабельных трасс контроллер вспомогательного оборудования и некоторые его модули УСО расположены в шкафу ЦМПК. В шкафу ЦМПК размещена и система автоматического управления электротехническим оборудованием "САУ ЭО", что позволило увеличить скорость обмена данными между контроллерами и оптимизировать обслуживание.

В функции системы автоматического управления электротехническим оборудованием входит:

1. сбор, отображение и архивирование информации от средств локальной автоматики;
2. контроль и визуальное представление информации о положении основной коммутационной аппаратуры напряжением 6кВ и 0,4кВ;
3. контроль за текущим состоянием электротехнического оборудования и работой автоматических устройств;
4. формирование мнемосхемы работы электротехнического оборудования с указанием текущих электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) в контрольных точках электрической схемы станции;
5. хранение и представление ретроспективной информации о технологических параметрах и переключениях в электросистемах;
6. выполнение режима "Синхронизация" трех ГТУ с энергосистемой;
7. регистрация аварийных ситуаций с выдачей информации о первопричинах аварии и принятие адекватных действий по их оперативному устранению.

Топологическое построение АСУ ТП основано на использовании идеологии "STAR" с быстродействующей сетью EtherNET на верхнем уровне и локальными подшинами стандартных промышленных интерфейсов CAN, RS422, RS485 – на нижнем. Все контроллеры объектов автоматизации интеллектуальные (т.е. содержат в себе необходимое ПО и алгоритмы) – могут работать автономно, имеют местные и дистанционные пульта. Это позволяет считать объекты достаточно устойчивыми по сбоям информационного обмена. При потере информации объект работает по заданным алгоритмам со всеми предусмотренными защитами, не требуя экстренного останова оборудования. Выбранная структура позволяет продолжать работу одного агрегата при любом количестве отказавших устройств на другом.

Управление режимами и контроль параметров осуществляются посредством технологического пульта оператора, выполненного на промышленных компьютерах фирмы "Benecker und Rainer" типа "PROVIT 5600", что обеспечивает высокую совместимость устройств нижнего и верхнего уровня АСУ. Мониторы оператора встроены в пульт, состоящий из базовых конструктивов фирмы "Rittal". Терминалы оператора оснащены технологической клавиатурой, с которой осуществляется управление технологическим процессом и выбор окон отображения информации. Кроме того, терминалы оператора

имеют выход в сеть "EtherNET" для обеспечения доступа начальника смены к информации о параметрах и режимах двигателей, генераторов, котлов-утилизаторов и других объектов, входящих в состав АТК. Штатно предусмотрен АРМ начальника смены, оборудованный принтером.

Сеть "EtherNET" реализована на носителе типа UTP с применением коммутатора "EtherNET", что позволяет получить высокую скорость обмена между компьютерами сети, а также реализовать равноправный доступ к принтеру, необходимый для периодического вывода технологических параметров объектов АСУ на твердый носитель (печатный протокол), от любого терминала сети.

Связь с центральным диспетчерским пунктом (ЦДП) Западно-Полуденного месторождения предусмотрена на базе модема АРМа начальника смены. Связь с ЦДП обеспечивает передачу текущей информации об основных параметрах работы ГТЭС. В случае потери связи с ЦДП, последней может быть затребована архивная информация АСУ ТП ГТЭС за требуемый период работы.

Управление ГТЭС осуществляет персонал в составе:

- машинист-оператор;
- инженер по АСУ;
- начальник смены.

Машинист-оператор осуществляет управление всем технологическим процессом. Рабочим местом оператора является оперативный пульт управления, расположенный в помещении центрального щита управления.

В процессе управления оператор обменивается информацией с начальником смены и другим дежурным персоналом.

Инженер по АСУ осуществляет наблюдение за работой АСУ ТП, и при необходимости проводит оперативное и ремонтное обслуживание.

Начальник смены ведет наблюдение за работой оборудования и, в случае отклонения работы оборудования от нормы, может принимать участие в управлении.

Выводы

Таким образом нам удалось разработать автоматизированную систему управления газотурбинной электростанцией и решить основные задачи:

- повышение надежности работы оборудования и технологических систем за счет применения современных средств контроля и управления;
- повышение экономичности работы оборудования;
- эффективное управление мощностью электростанции;
- обеспечение комфортности работы оперативного и вспомогательного персонала;
- защита от несанкционированных остано-

вов и выхода из строя оборудования электростанции при ошибочных действиях персонала;

- эффективное управление вредными выбросами;
- обеспечение персонала достаточной, достоверной и своевременной информацией о ходе технологического процесса и состояния оборудования.

Настоящая АСУ ТП обеспечивает:

- достижение проектных технико-экономических показателей электростанции во всех режимах функционирования;

- надежную работу оборудования электростанции в маневренном режиме с возможностью автоматического управления мощностью в широком диапазоне нагрузок.

В заключение хочу отметить целеустремленность и энтузиазм всех участников, принимавших участие в разработке и реализации проекта строительства ГТЭС на Западно-Полуденном месторождении. В первую очередь коллектив ЗАО "МР-Энерго-Строй" (г.Москва) и его Генерального директора – Виноградова А.И. А так же коллектив ОАО "Акционерная Компания "Южтрансэнерго" (г. Запорожье) и его Президента – Шуклина Л.И.

Література

1. Бухлаков М.И. Внутрифирменное планирование. – М.: ИНФРА, 2001.
2. Москалюк В.С., Планування діяльності підприємства. – Київ, 2002.
3. Петрович И.М. Економіка виробничого підприємства. – К.: Знання, 2002.