

А.И. ВИНОГРАДОВ, В.В. МАКАРЕВИЧ – ЗАО “МР-ЭНЕРГО-СТРОЙ”, Россия

В.Д. БУРОВ – Московский Энергетический Институт (Технический Университет), Россия.

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОТУРБИННЫХ ТЭЦ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

В статті розглядається досвід інвестиційних проектів будівництва газотурбінних ТЕЦ малої потужності. Досвід проектування та будівництва ГТЕС показав, що рішення щодо вибору типу і профіля основного та допоміжного обладнання електростанції на нафтяному газі повинні прийматися при врахуванні всіх місцевих кліматичних та географічних умов розміщення електростанції.

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, цель исследований

Закрытое акционерное общество “МР-ЭНЕРГО-СТРОЙ” – генподрядная строительная и инжиниринговая фирма энергетического направления, осуществляющая комплексное решение проблем электро- и теплоснабжения потребителей (предприятия, города, поселки) и работающая “под ключ” – от предпроектной проработки замысла до

пуска электростанции в эксплуатацию. Специализируется на строительстве газотурбинных, парогазовых, дизельных, газопоршневых, паротурбинных электростанций, электростанций, работающих на тяжелых топливах, а так же создании эффективных предприятий по выработке электроэнергии и тепла. Выполняет разработку программ энергосбережения.

ЗАО “МР-ЭНЕРГО-СТРОЙ” уже более 9 лет работает в области энергетического строительства.

За этот период нашей компанией были разработаны и реализованы следующие проекты

Проекты газотурбинных ТЭЦ ЗАО “МР-ЭНЕРГО-СТРОЙ”

№	Наименование	Установленная мощность		Топливо	Расположение	Заказчик	Стадия
		№, МВт	Q _т , Гкал/ч				
1	КГТУ ПО “Нафтан”	40	56,8	природный газ	г. Новополоцк, Республика Беларусь	НПЗ “Нафтан”	введена в эксплуатацию
2	Меретояхинская ГТЭС	17,4	13	НПГ	пос. Муравленко, Тюменская область	ОАО “Меретояха-нефтегаз”	рабочий проект
3	Ингушская ГТЭС (ГТУ-ТЭЦ)	64	40	природный газ	г. Карабулак, Республика Ингушетия	Правительство Ингушетии	строительство
4	Радужнинская ГТЭС	60	78	НПГ	г. Радужный, Тюменская область	ОАО “Варьеган-нефть”	проект
5	ГТЭС –7,5 (ГТУ-ТЭЦ)	7,5	10,6	НПГ	Западно-Полуденное месторождение	ОАО “Томск-нефть” ВНК	опытно-промышленная эксплуатация
6	ГТЭС-10 (ГТУ-ТЭЦ)	10	32	природный газ	г. Таллинн Республика Эстония	Baltic Energy Investment Group OU	проектирование

Основные Заказчики ГТЭС – нефтеперерабатывающие, нефтедобывающие и крупные промышленные предприятия (кроме Ингушской ГТЭС, где Заказчик – Правительство республики Ингушетия).

К сожалению, не все инвестиционные проекты по объективным и не зависящим от нашей компании причинам, доведены до полной реализации.

Основные причины – отсутствие свободных денежных средств у Заказчика (Ингушская ГТЭС) и не законченный, постоянно продолжающийся передел собственности между нефтяными компаниями России (Меретояхинская и Радужненская ГТЭС) – изменение собственника при поглощении мелких компаний более крупными.

Изложение основного материала

Рассмотрим только те инвестиционные проекты строительства ГТЭС, которые были доведены нашей компанией до завершающей стадии, а именно:

1. Когенерационная ГТУ ПО “Нафтан”;
2. Ингушская ГТЭС (ГТУ-ТЭЦ);
3. ГТЭС-7,5 (ГТУ-ТЭЦ) Западно-Полуденного месторождения ОАО “Томскнефть” ВНК.

КГТУ ПО “НАФТАН”

Реализация проекта строительства КГТУ направлена на обеспечение потребностей основных производственных процессов ПО “Нафтан” электрической (40 МВт) и тепловой энергией (80-90 т/ч пара).

В состав КГТУ входят два энергетических блока, каждый с ГТУ 55 СТ -20 ОАО “Энергоавиа” (двигатель – ТМКБ “Союз”) и котлов-утилизаторов технологического пара промышленных параметров ОАО “Подольский машиностроительный завод” (ЗИО).

ГТУ 55 СТ-20 является полнокомплектной установкой, поставляется в виде готовых транспортабельных блоков газотурбинного привода и электрического генератора, смонтированных в специальных блок – контейнерах. Климатическое исполнение контейнеров допускает размещение ГТУ на открытом воздухе без строительства здания. Практически все системы и вспомогательное оборудование ГТУ монтируются внутри контейнера в заводских условиях предприятием-изготовителем.

Главной схемой электрических соединений КГТУ предусматривается работа генераторов по схеме блоков генератор-трансформатор параллельно с энергосистемой. Питание потребителей осуществляется по кабельным линиям на генераторном напряжении 6 кВ с резервированием от энергосистемы через блочные

трансформаторы, что позволяет обеспечить требуемую надежность энергоснабжения потребителей первой и особой группы.

Финансирование проекта осуществлялось Заказчиком – ПО “Нафтан” из собственных средств. Общая продолжительность проекта:

- Расчетная (проектная) – 2 года;
- Фактическая – 2,5 года,

что было вызвано несоблюдением Заказчиком графика платежей.

Начало строительства КГТУ – конец 1997 г., введена в эксплуатацию - в начале 2000 г. Инвестиционный проект окупился в течение 2,7 лет.

Одним из следствий реализации проекта явилось снижение стоимости конечной продукции предприятия на величину до 20 %, и повышение ее конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках. Бензин и дизельное топливо производства ПО “Нафтан” поступают не только в Россию и СНГ, но и в другие зарубежные страны.

ИНГУШСКАЯ ГТЭС

Ингушская ГТЭС является газотурбинной ТЭЦ электрической мощностью 63,2 МВт и тепловой мощностью 40 МВт, предназначенной для снабжения электрической и тепловой энергией потребителей Республики Ингушетия и поддержки энергодефицитной системы АО “Южэнерго”.

На станции установлено четыре газотурбинные установки типа ГТГ-15 (ДЖ59ЛЗ) производства НПО “Машпроект” (г. Николаев, Украина). Выработка тепловой энергии обеспечивается за счет утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ в газодляных теплообменниках “Ухтинского экспериментального механического завода”.

В состав ГТУ-ТЭЦ входят два энергоблока, в каждом из которых установлено два энергоблока – ГТУ с ГВТО.

Режим работы электростанции - постоянный (круглогодичный) с выдачей электрической мощности в энергосистему. Каждая ГТУ обеспечивает выдачу 15,8 МВт электрической мощности (в номинальном режиме) и 10 Гкал/ч тепловой мощности (при $t_{нв} = +18$ °С). Три ГТУ постоянно находятся в работе, четвертый агрегат находится в резерве.

Применение модульного принципа строительства, использование для основных зданий ГТЭС металлических конструкций, а также поставка блоков основного и вспомогательного технологического оборудования полной заводской готовности позволяет:

- уменьшить затраты на строительно-монтажные работы;
- сократить сроки строительства;

- улучшить условия обслуживания оборудования и его ремонта.

Выдача электрической мощности от ГТЭС осуществляется по четырем линиям 110 кВ на подстанции “Плиево” и “Слепцовская”.

Финансирование проекта осуществлялось из бюджета Республики Ингушетия. Продолжительность реализации инвестиционного проекта:

- Расчетная (проектная) – 24 мес.;
- Фактическая – строительство не закончено, при наличии финансирования строительство осуществляется периодами с большими перерывами во времени до 20-26 мес.

Начало строительства ГТЭС – 1996 год. По оценке комиссии РАО ЕЭС России, готовность объекта на данный момент времени составляет 80 %. В настоящее время разрабатывается техническая документация для перевода ГТУ-ТЭЦ в режим ПГУ с установкой паровых котлов-утилизаторов и паровых турбин одного давления.

ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННАЯ ГТЭС

Данная электростанция является классическим примером инвестиционного проекта газотурбинной ТЭЦ малой мощности.

ГТЭС построена в соответствии с программой НК “ЮКОС” по утилизации нефтяного попутного газа (НПГ) нефтедобычи.

Газотурбинная электростанция (ГТУ-ТЭЦ) предназначена для использования в качестве основного источника энергоснабжения объектов нефтедобычи Западно-Полуденного месторождения ОАО “Томскнефть” ВНК. ГТЭС обеспечивает работу как в автономном режиме, так и параллельно с энергосистемой. Электрическая мощность ГТЭС используется как потребителями месторождения, так и для поддержания сети “Томскэнерго” в районе строительства электростанции.

Общая проектная установленная мощность основного оборудования электростанции составляет:

- электрическая – 7,5 МВт, напряжение 6,3 кВ;
- тепловая – 10,6 Гкал/ч, теплоноситель – горячая вода по температурному графику 115/70 °С.

Финансирование проекта осуществлялось НК “ЮКОС” из собственных средств. Общая продолжительность проекта:

- Расчетная (проектная) – 18 мес.;
- Фактическая – 18 мес.

Начало строительства – июль 2002 года, окончание – декабрь 2003 год. Сдаточные испытания в течение 72 часов на номинальной мощности не

проведены ввиду отсутствия внешних электрических сетей, выполняемых Заказчиком. С января 2004 г. ГТУ-ТЭЦ находится в опытно-промышленной эксплуатации.

Основным технологическим оборудованием газотурбинной части электростанции для выработки электроэнергии являются три модульно-контейнерные газотурбинные установки ЭГ-2500 М1 номинальной электрической мощностью 2500 кВт производства АК “Южтрансэнерго”, Украина. Выработка теплоты в горячей воде осуществляется двумя водогрейными котлами-утилизаторами КУВ-5,3/4,0 каждый максимальной тепловой мощностью 5,3 Гкал/ч и номинальной – 4,0 Гкал/ч также производства АК “Южтрансэнерго”.

Основным и резервным топливом газотурбинных электростанций является попутный нефтяной газ Западно-Полуденного месторождения, очищенный, обезвоженный и компримированный на блоке подготовки топливного газа.

Выдача мощности от генераторов ЭГ2500- М1 мощностью 3х2500 кВт осуществляется на напряжение 6 кВ на шины расположенного в отдельном помещении главного корпуса распределительного устройства (ГРУ-6 кВ). Выдача мощности ГТЭС потребителям Западно-Полуденного месторождения производится двумя двухцепными воздушными линиями на напряжении 6 кВ на шины 6 кВ ПС35/6 кВ.

Рассмотрим на примере строительства этой электростанции, какие условия и факторы оказывают основное влияние на успешную реализацию инвестиционных проектов строительства ГТУ-ТЭЦ малой мощности.

Разделим эти факторы условно на два класса:

1. “Субъективные” внутренние факторы и условия, находящиеся в компетенции компании, реализующей инвестиционный проект.
2. “Объективные” внешние факторы и условия, не зависящие от компании – Генподрядчика.

Естественно, что эта классификация не накладывает жесткие рамки на понятие “внешних” и “внутренних” условий.

Газотурбинная ТЭЦ электрической мощностью 8-10 МВт, как правило, имеет одинаковый с крупной ТЭЦ мощностью до несколько сот МВт набор основных и вспомогательных систем и сооружений.

В целях сокращения количества зданий, уменьшения площади территории и снижения продолжительности строительства на электростанциях малой мощности применяется принцип максимального блокирования сооружений энергоисточника.

Схема генплана ГТЭС приведена на рис. 1.

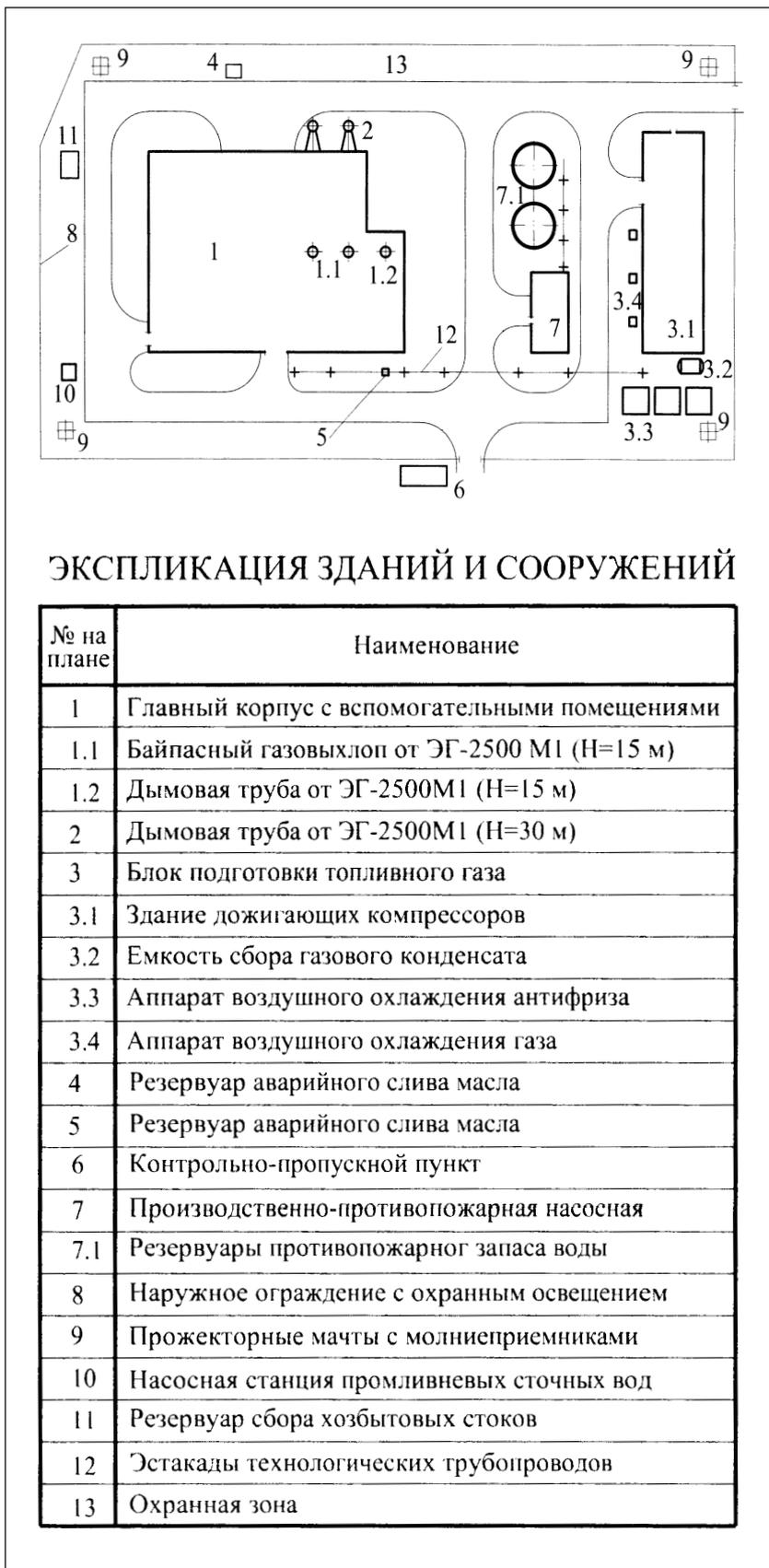


Рис. 1 Схема генерального плана ГТЭС и экспликация зданий и сооружений.

В главном корпусе ГТЭС находятся: центральный щит управления, установка химоводоочистки, закрытое распредустройство (ЗРУ), комплектная трансформаторная подстанция собственных нужд (КТПСН), газотурбинное отделение, котельное отделение, склады масла с маслоаппаратной, механические мастерские, химлаборатория – все эти помещения сблокированы в одном здании. Блок подготовки топливного газа совмещен с дожимной компрессорной станцией (ДКС).

Все основное оборудование и большая часть вспомогательного оборудования и систем (ГТУ, котлы-утилизаторы, газоходы, блоки шиберов, дымовые трубы, дожимные компрессора и т.д.) поставлялись на площадку ГТЭС блоками полной заводской готовности, что существенно сокращает время и трудоемкость монтажа этого оборудования.

Сказанное выше относится к “внутренним” условиям, определяющим выбор технических и технологических решений, принимаемых при строительстве ГТЭС на нефтяном попутном газе внутри площадки электростанции (в пределах её ограждения).

Кроме “внутренних” условий существенное влияние на стоимость и сроки строительства ГТЭС оказывают и “внешние” условия, такие как:

- характеристики газового топлива;
- условия выдачи электрической и тепловой мощности;
- наличие водных ресурсов и химический состав исходной воды;
- климатический и геофизический район расположения площадки

электростанции;

- ряд других факторов, не связанных с профилем оборудования ГТЭС.

Остановимся на первых двух основных “внешних” факторах – характеристиках (составе и давлении) НПГ и условиях выдачи продукции – электрической мощности (напряжении и количестве отходящих линий) и тепловой энергии (параметрах и виде теплоносителя).

Условия и схема подготовки топливного газа определяется требованиями к качеству топливного газа, подаваемого к энергоустановкам электростанции и зависят от состава исходного попутного газа.

При низком исходном давлении газа, недостаточном для работы ГТУ, в состав блока (пункта) подготовки газа включаются дожимные компрессоры, осуществляющие компремирование (дожатие) топливного газа до требуемого давления. Как правило, давление НПГ, поступающего от установок подготовки нефти месторождения, составляет не более 0,2-0,4 МПа, и пункты подготовки газа оснащаются дожимными компрессорами.

Основное и резервное топливо рассматриваемой ГТУ-ТЭЦ – нефтяной попутный газ Западно-Полуденного месторождения с давлением от 0,2 до 0,25 МПа, очищенный, обезвоженный в блоке подготовки топливного газа и компремированный в газовых компрессорах до необходимого рабочего давления 12 кгс/см² (изб).

Исходя из требований надежности обеспечения ГТЭС топливом, в блоке подготовки предусмотрены три (две рабочие и одна резервная) технологических линии оборудования с дожимными компрессорами.

Для повышения давления газа применены винтовые компрессоры с электроприводом типа ZKR 204 производства фирмы “CKD ENERCONRANS, a. s.”, Чешская Республика. Состав НПГ различных месторождений может существенно отличаться и конструкция принятых компрессоров позволяет дожимать нефтяной попутный газ Стрежевского месторождения.

Второе из рассмотренных “внешних” условий – выдача электрической и тепловой мощности – присутствует как при автономной работе электростанции (работа на выделенную нагрузку), так и при работе параллельно с энергосистемой. Требования к теплоносителю (пар/вода) и параметрам (давление/температура) определяют видом присоединенной к ГТЭС тепловой нагрузки.

ГТЭС расположена на Западно-Полуденном месторождении нефти в районе ПС 35/6 кВ, включенной в сети “Томскэнерго”. ГТЭС присоединяется к шинам 6 кВ указанной подстанции по двум двухцепным ВЛ 6 кВ протяженностью 0,7 км. Для подключения намечаемых ВЛ к шинам 6 кВ ПС необходимо выполнить расширение ЗРУ 6 кВ указанной подстанции на четыре линейные ячейки.

Выполненные при разработке проекта статические и динамические электротехнические расчеты показали необходимость реконструкции существующих защит на близлежащих ПС сети “Томскэнерго” (в сети 110 кВ). Для этого Заказчиком выполняется установка более быстродействующих защит устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционных выключателях существующей подстанции, что обеспечит устойчивую работу генераторов ГТЭС и синхронных двигателей сети 35 кВ.

Література

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