КАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

КАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨНІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)

Утверждаю:

Первый заместитель
генерального директора
РГП «Госэкспертиза»

.....Т. Карагойшин

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-1015/13 от 24 декабря 2013 г.

по технико-экономическому обоснованию
«Реконструкция тепловырабатываемых объектов систем теплоснабжения города Кентау»

ЗАКАЗЧИК:
ГУ «Управление энергетики и
жилищно-коммунального хозяйства
Южно-Казахстанской области»

РАЗРАБОТЧИК:
АО «Казахский Водоканалпроект»,
г. Алматы

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по технико-экономическому обоснованию **«Реконструкция тепловырабатываемых объектов систем теплоснабжения города Кентау»** выдано РГП «Госэкспертиза».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения РГП «Госэкспертиза».

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОЛАР ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)

Бекітемін:

«Мемсараптама» РМК
бас директорының
бірінші орынбасары

.....Т. Қарағойшин

«Кентау қаласының жылумен жабдықтау жүйелерінің жылу өндіру объектілерін қайта жаңарту»
техника-экономикалық негіздемесі бойынша

2013 жылғы 24 желтоқсандағы № 01-1015/13

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Оңтүстік Қазақстан облысының
Энергетика және тұрғын-үй коммуналдық
шаруашылық басқармасы» ММ

ӘЗІРЛЕУШІ:
«Қазақ Суарнажоба» АҚ,
Алматы қаласы

Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Кентау қаласының жылумен жабдықтау жүйелерінің жылу өндіру объектілерін қайта жаңарту» техника-экономикалық негіздемесі бойынша осы сараптау қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның рұқсатынсыз осы сараптау қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

1. НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Реконструкция тепловырабатываемых объектов систем теплоснабжения города Кентау».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 7 декабря 2013 года № 842 между РГП «Госэкспертиза» и АО «Казахский Водоканалпроект».

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области».

3. РАЗРАБОТЧИК: АО «Казахский Водоканалпроект», г. Алматы.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на разработку ТЭО, утвержденное заказчиком от 15 июля 2013 года (приложение № 1 к договору № 004-36);

программа развития моногородов на 2012-2020 годы, утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан от 25 мая 2012 года № 683;

комплексный план развития города Кентау на 2013-2015 годы, утвержденный решением областного маслихата Южно-Казахстанской области от 20 сентября 2012 года № 6/63-V;

программа развития электроэнергетики в Республике Казахстан до 2030 года, утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384;

акт на право постоянного землепользования № 304015581 на земельный участок площадью 14,5 га под существующей ТЭЦ, кадастровый номер земельного участка 19-304-015-581 с планом земельного участка в масштабе М1:10000, акт изготовлен Кентауским земельно-кадастровым филиалом 23 декабря 2011 года, запись в книге записей актов № 269, утвержден начальником отдела земельных отношений г. Кентау от 23 декабря 2011 года;

постановление акима города Кентау о выделении ГКП «Кентау сервис» дополнительного земельного участка площадью 5,0 га от 10 декабря 2013 года № 325;

отчет технического обследования оборудования ТЭЦ-5 2-го этапа в составе котлов ст. № 7, 11, 12, ТГ-6 и вспомогательного оборудования, выполненный ТОО «Энтальпия» (гослицензия ГЛ № 0003601 выданная Комитетом по государственному энергетическому надзору Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 29 марта 2010 года), согласованный ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» в 2013 году;

техническое обследование состояния конструкций «Здания котлотурбинного цеха «Теплоэлектроцентрали № 5 (ТЭЦ-5) ГКП «Кентау Сервис» в г. Кентау, ЮКО» от 31 января 2013 года № 3, выполненное ТОО «Керемет уста» (гослицензия от 9 октября 2012 года № 12014471, аттестат эксперта АДСиЖКХ от 7 мая 2012 года № 01663);

акт обследования котла ТП-35У ст. № 9 (год ввода в эксплуатацию 1955 год), утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 18 апреля 2013 года;

акт обследования котла ТП-35У ст. № 10 (год ввода в эксплуатацию 1956 год), утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 18 апреля 2013 года;

акт № 1 технического обследования котла ст. № 5 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау-сервис» от 28 мая 2012 года;

акт № 2 технического обследования котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 26 мая 2012 года;

акт № 3 технического обследования котлов ст. № 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 28 мая 2012 года;

акт № 4 технического обследования воздухоподогревателей 1, 2 ступени котлов ст.№ 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 26 мая 2012 года;

акт № 5 технического обследования золового шнека котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 26 мая 2012 года;

акт № 6 технического обследования теплоизоляции трубопроводов в пределах котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 26 мая 2012 года;

акт № 7 технического обследования запорной арматуры котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 24 мая 2012 года;

акт № 8 технического обследования золоуловителей БЦУ-М2х10х7 котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 21 мая 2012 года;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

акт № 9 технического обследования дымососов котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 22 мая 2012 года;

акт № 10 технического обследования дутьевых вентиляторов котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 22 мая 2012 года;

акт № 11 технического обследования шахтных мельниц 1300/944/730 5 «А», 5 «Б» ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 22 мая 2012 года;

акт № 12 технического обследования воздуховодов от напора ДВ ст. 5,6 до горелок котлов ст. № 5, 6 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 26 мая 2012 года;

акт № 14 технического обследования теплоизоляции трубопроводов в пределах котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 15 технического обследования обмуровки котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 6 июня 2012 года;

акт № 16 технического обследования запорной арматуры котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 17 технического обследования пароохладителей котлов ст. № 7, 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 6 июня 2012 года;

акт № 18 технического обследования барабанов котлов ТП-35-У ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 19 технического обследования топки котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 6 июня 2012 года;

акт № 20 технического обследования пылеугольных горелок, питателей угля, пробоотборных точек котлов ст. № 7, 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 21 технического обследования и инструментальных замеров пароперегревателей 1, 2 ступеней котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 22 технического обследования и инструментальных замеров экономайзеров 1,2 ступеней котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 23 технического обследования воздухоподогревателей 1, 2 ступени котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 24 технического обследования газовоздухопроводов котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 6 июня 2012 года;

акт № 25 технического обследования дымососов котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 6 июня 2012 года;

акт № 26 технического обследования дутьевых вентиляторов котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 6 июня 2012 года;

акт № 27 технического обследования шахтных мельниц 1300/944/730 11 «А», 11 «Б» ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 7 июня 2012 года;

акт № 28 золовых шнеков котлов ст. № 11, 12 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау сервис» от 6 июня 2012 года;

результаты изменения толщины стенок основных элементов и узлов парового котла ТП-35 № 5, выполненные ТОО «Контроль-Сервис» от 25 мая 2012 года;

результаты изменения толщины стенок основных элементов и узлов парового котла ТП-35 № 6 выполненные ТОО «Контроль-Сервис» от 25 мая 2012 года;

акт № 1 технического состояния приборов, кабелей, компенсационных приводов, исполнительных механизмов МЭО, вторичных приборов на котлоагрегатах ст. № 5, 6, РОУ 1, 2, 3,ТГ.3 и его вспомогательном оборудовании ТЭЦ-5, утвержденный ТОО «Энтальпия» от 14 мая 2012 года;

акт № 2 технического обследования турбоагрегата ст. № 3 типа ПР-5.5-35, утвержденный ТОО «Энтальпия» от 14 мая 2012 года;

акт № 3 технического обследования вспомогательного электромасляного насоса ТЭЦ-5, утвержденный ТОО «Энтальпия» от 19 мая 2012 года;

акт № 4 технического обследования питательных насосов ст. № 2, 3, 4, 5 ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау-сервис» от 17 мая 2012 года;

акт № 5 технического обследования паропровода отбора низкого давления к основным бойлерам ОБ № 1-4, утвержденный ГКП «Кентау-сервис» от 24 мая 2012 года;

акт № 6 технического обследования паропровода отбора низкого давления от турбины № 3 до стены машинного зала ТЭЦ-5, утвержденный ГКП «Кентау-сервис» от 19 мая 2012 года;

отчет технического обследования оборудования, проведенного ТОО «Энтальпия» в 2012 году, утвержденный в установленном порядке;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

техническое заключение по инженерно-геологическим условиям промплощадки «Кентауская ТЭЦ-5. Расширение и реконструкция. ТЭР» 760.ИЗ -00.004.000, 1990 г., составленного по фондовым материалам Среднеазиатским отделением «ВНИПИэнергопром».

Технические условия

ГКП «Ащысай Су» на подключение к сетям существующего Биресекского магистрального водопровода от 5 декабря 2013 года № 35 с ситуационной схемой водоснабжения ТЭЦ-5 (существующее состояние);

ТОО «Тазарту Кентау» на подключение к сетям водотведения от декабря 2013 года (без даты);

АО «Кентау Казахтелеком» на телефонизацию от 5 декабря 2013 года;

ТОО «Онтустик Жарык Транзит» АО «КВКП» о передачи вырабатываемой электрической энергии ТЭЦ-5 в электрические сети АО «KEGOC» по вариантам 1 и 2 от 4 ноября 2013 года № 01-1886.

Технико-коммерческие предложения заводов-изготовителей оборудования:

технико-коммерческое предложение «НОВАЭМ» (Сибэнергомаш) на поставку водогрейного котла КВ-ГМ-116,3-150 от 10 октября 2013 года № 04/13-505;

индикативное технико-коммерческое предложение компании «Siemens» (Германия) на поставку парогазовой установки ПГУ-125 для ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» от 10 сентября 2013 года.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» - заключение от 1 сентября 2013 года;

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» - согласование предварительного выбора трассы подводящего газопровода к Кентауской ТЭЦ-5 от 21 сентября 2013 года.

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» - согласование выдачи электрической мощности ПГУ-125 по рекомендуемому варианту 3 на электроподстанцию ПС 220 КВ «Кентау», по согласованию АО «KEGOC», от 10 октября 2013 года;

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» о сроках реализации проекта от 11 октября 2013 года;

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Южно-Казахстанской области» – заключение государственной экологической экспертизы на раздел ПредОВОС, письмо от 21 ноября 2013 года № 001293;

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение на технико-экономическое обоснование с разделом ПредОВОС от 7 ноября 2013 года № 17-6-1189;

протокол публичного слушания технико-экономического обоснования на реконструкцию тепловырабатываемых объектов систем теплоснабжения города Кентау с участием акима города Кентау, директора ГКП «Кентау сервис» от 1 ноября 2013 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Книга 1. Пояснительная записка. Том 1.1.
Книга 1. Пояснительная записка. Том 1.2.
Книга 1. Чертежи. Том 1.3.
Книга 2. Приложения. Том 1.1.
Книга 2. Приложения. Том 1.2.
Книга 2. Ведомость объемов работ. Том 1.3.
Книга 3. Том 1.1. Сметная документация. Объекты-аналоги для варианта 3.
Книга 3. Том 1.2. Сметная документация. Вариант 3.
Книга 4. Том 1. Прайс-листы по рекомендуемому варианту 3.
Книга 4. Том 2. Прайс-листы по альтернативному варианту.
Книга 4. Том 3. «Объекты – аналоги для варианта 3».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Книга 5. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду.

Техническое заключение по инженерно-геологическим условиям промплощадки «Кентауская ТЭЦ-5. Расширение и реконструкция. ТЭР» 760.ИЗ-00.004.000, 1990 г., выполненное Среднеазиатским отделением «ВНИПИэнергопром».

Перечень согласования оборудования, материалов и изделий с приложением прайс-листов, утвержденные ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» от 10 октября 2014 года.

5.4 Основные цели и задачи строительства

Основной целью является расширение ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис», направленное на увеличение установленной тепловой и электрической мощности ТЭЦ-5 для покрытия растущих тепловых нагрузок города и отпуска электроэнергии потребителям, а так же для повышение качества и надежности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей тепловой и электрической энергии, повышение энергетической безопасности города, снижения экологической нагрузки на г. Кентау.

5.5 Маркетинговый раздел

Социально-экономическое развитие страны определено Стратегическим планом развития Республики Казахстан до 2020 года. В рамках реализации «Программы развития моногородов на 2012-2020 гг.», решением Южно-Казахстанского областного маслихата от 20 сентября 2012 года № 6/63-V утвержден «Комплексный план развития города Кентау на 2013-2015 годы».

ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» расположена на севере-востоке города Кентау является старейшим объектом производства тепловой и электрической энергии, в настоящее время производит 45% тепла и 50% электроэнергии от общего потребления городом.

ТЭЦ-5 работает в теплофикационном режиме, электрическая мощность турбин зависит от тепловой нагрузки. Срок эксплуатации установленного основного оборудования превышает 60 лет. Снижение надежности и качества теплоснабжения, растущее число отказов оборудования, физический износ оборудования создает предпосылки для реконструкции и модернизации ТЭЦ-5. Одной из основных предпосылок к реконструкции станции является экологическая обстановка, сложившаяся в результате многолетней деятельности Ачисайского полиметаллического комбината и дефицит электрической электроэнергии в Южно-Казахстанской области.

В качестве основного вида топлива на паровых котлах ТЭЦ-5 в настоящее время используется бурый уголь Майкобенского месторождения. В ТЭО предусмотрен перевод ТЭЦ-5 на 100% сжигание природного газа, что позволит исключить дальнейший выход золошлаковых отходов на золоотвал ТЭЦ.

Обеспечение ТЭЦ-5 необходимым объемом газа предусмотрено от магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», от которого предусмотрено газоснабжение г. Кентау с учетом Кентауской ТЭЦ-5.

Основными видами продукции, вырабатываемыми на ТЭЦ, являются тепловая и электрическая энергия. Электрическая энергия на ТЭЦ может вырабатываться в теплофикационном режиме, в конденсационном режиме, или смешанном.

Режим работы ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» после реализации технико-экономического обоснования сохраняется по тепловому графику. В прошлые годы тепло от ТЭЦ-5 отпускалось в виде пара для технологических нужд промпредприятий и горячей воды для теплоснабжения промышленных и коммунально-бытовых потребителей. В настоящее время пар на технологические нужды промпредприятий не отпускается в связи с отсутствием потребителей пара. Вырабатываемая электроэнергия выдается в городские электрические сети и частично непосредственно близлежащим промышленным предприятиям. Отпуск тепла с горячей водой осуществляется по двухтрубным тепломагистралям.

Зона теплофикации города сформирована в 50-х годах прошлого столетия с вводом в эксплуатацию Кентауской ТЭЦ-5, расположенной на северо-востоке, близ п. Кантаги, сооружением тепломагистралей и последовательным подключением потребителей застраиваемых микрорайонов по мере освоения территорий. Суммарная присоединенная тепловая нагрузка на ТЭЦ-5 составляет 97,0 Гкал/ч. Оценка потребности в тепловой

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

энергии жилой и общественной застройки выполнена на основании предложений по сохранению существующей застройки, размещению массивов и объектов нового жилищно-гражданского строительства, увеличению численности населения.

В настоящее время ТЭЦ-5 обеспечивается покрытие присоединенной к ней тепловой нагрузки в горячей воде. Согласно утвержденного генерального плана тенденция теплопотребления существующих потребителей в перспективе идет к увеличению и приросту нагрузок в зоне покрытия ТЭЦ-5, что с учетом сложившейся системы централизованного теплоснабжения создает объективные предпосылки для сохранения и дальнейшего развития системы на базе комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Мощность предприятия и номенклатура продукции

Установленная мощность ТЭЦ-5 после реконструкции составляет: электрическая – 125 МВт; тепловая – 284 Гкал/ч.

Годовой отпуск электроэнергии – 765 млн. кВтч.

Годовой отпуск теплоэнергии – 652 тыс. Гкал.

Годовое потребление условного топлива – 293,4 тыс. т.у.т.

Годовой расход натурального топлива: природный газ – 255 млн. $м^3$.

Установленная мощность ТЭЦ-5 после реконструкции составит:

Расчетная тепловая мощность ТЭЦ-5, передаваемая по тепломагистралям для покрытия нагрузок зоны теплоснабжения к 2030 году составит 284,0 Гкал/ч за счет:

расширения Кентауской ТЭЦ-5 с учетом перевода на газ;

ввода блока ПГУ-125 с электрической мощностью 125 МВт, тепловой мощностью 82 Гкал/ч и водогрейной котельной тепловой мощностью 200 Гкал/ч.

После реконструкции сохраняется номенклатура отпускаемой продукции Кентауской ТЭЦ-5 потребителям:

тепловая энергия в горячей воде по графику 136/70^{0}С;

система горячего водоснабжения - закрытая.

Режим работы ТЭЦ-5 - по тепловому графику в течение года.

Необходимость дальнейшего развития Кентауской ТЭЦ-5 будет определена отдельным технико-экономическим обоснованием в соответствии с Программами развития моногородов и развития энергетики Республики Казахстана.

6.2 Обеспечение ресурсами

Для выбора оборудования для Кентауской ТЭЦ-5 были проведены маркетинговые исследования по возможным поставщикам котла и турбины. Развитие Кентауской ТЭЦ-5 предусмотрено на основе наилучших доступных технологий, соответствующих следующим основным требованиям:

новейшим технологиям разработкам в данной отрасли производства;

оправданности применения данной технологии с точки зрения охраны окружающей среды с минимизацией антропогенного воздействия на окружающую среду;

экономической и практической приемлемости технологии для предприятия.

Рассмотрены варианты комбинированной выработки электроэнергии и теплоты на основе современных высокоэкономичных паросиловых и парогазовых технологий.

В технико-экономическом обосновании рассмотрены варианты установок основного оборудования: ПГУ -125, ПСУ (мощностью 12 МВт) компании «Siemens», «General Electric», ОАО «Калужский турбинный завод», ОАО «СИБЭНЕРГОМАШ», ОАО «Холдинговая компания «Энергомашстрой».

Оборудование всех производителей отличается высокой надежностью, высокими технико-экономическими показателями, хорошо зарекомендовало себя в эксплуатации.

С установкой нового оборудования в минимально необходимом объеме предусмотрено расширение, реконструкция и новое строительство зданий и сооружений, технологических схем и систем.

В качестве основного варианта, согласованного заказчиком, в ТЭО принят вариант № 3 - расширение станции с установкой блока ПГУ мощностью125 МВт компании «Siemens» и двух водогрейных котлов ОАО «СИБЭНЕРГОМАШ» мощностью 100 Гкал/ч каждый. С учетом опыта по эксплуатации основного оборудования заказчиком рекомендованы:

парогазовая установка типа SCC-800 2x1 DHC производства Siemens Industrial

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Turbomachinery AB, Швеция) мощностью 125 МВт в составе:

2-х газовых турбин типа SGT- 800 47 МВт каждая;

паровой турбины типа SST-400 с теплофикационным отбором мощностью 31 МВт;

2-х котлов–утилизаторов;

2-х газомазутных водогрейных котлов типа БКЗ-КВ-100ГМ2 ОАО «СИБЭНЕРГОМАШ» производительностью 100 Гкал/ч каждый.

Это не исключает привлечение других компаний для каждого вида оборудования на последующих стадиях на тендерной основе.

6.3 Основные технико-технологические решения

6.3.1 Существующее состояние Кентауской ТЭЦ-5

Теплоэлектроцентраль Кентауская ТЭЦ-5 ГКП «Кентау-Сервис» обеспечивает энергоснабжение производственных подразделений станции, электро- и теплоснабжение потребителей города Кентау. ТЭЦ-5 работает по тепловому графику с довыработкой электроэнергии по конденсационному режиму работы.

Регулирование отпуска в тепловых сетях осуществляется по отопительному графику 150-70°С со срезкой температуры воды в подающем трубопроводе до 136°С.

Продолжительность отопительного сезона – 149 суток.

Система горячего водоснабжения – закрытая.

Основное топливо - Майкубенский уголь разреза «Сарыкольский» марки Б3, теплотворной способностью 4250 ккал/кг, рабочей зольностью–34,5%, влажностью – 12,5%, поступающий на ТЭЦ-5 по железной дороге. Растопочное топливо - мазут марки М100.

Состав существующего основного оборудования

Таблица 1

Станционный номер	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка (часы) на 01.01.13 г.	Нормативный парковый ресурс, часы
Котлоагрегаты				
КА ст. № 5	ТП-35	1952	263361	200 000
КА ст. № 6	ТП-35	1952	271041	200 000
КА ст. № 7	ТП-35	1953	263386	200 000
КА ст. № 8	ТП-35У	1955	235994	200 000
КА ст. № 9	ТП-35У	1955	226522	200 000
КА ст. № 10	ТП-35У	1956	227419	200 000
КА ст. № 11	ТП-35У	1957	218255	200 000
КА ст. № 12	ТП-35У	1958	218732	200000
Турбоагрегаты				
ТА ст. № 3	ПР-5-35/5 БМЗ	1955	179819	220 000
ТА ст. № 6	К-7-35 ЧССР	1955	193429	220 000

Установленная мощность: электрическая – 12 МВт, тепловая – 168 Гкал/ч.

Располагаемая мощность: электрическая – 8 МВт, тепловая – 101 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ-5 используется практически полностью, при этом имеются разрывы и ограничения между установленной и располагаемой тепловой мощностью на ТЭЦ-5.

Выдача тепловой мощности в горячей воде осуществляется по магистральным тепловым сетям.

Основные фонды ГКП «Кентау-Сервис» изношены на 90%, средний возраст составляет: по зданиям и сооружениям – 60-61 лет (в основном с 1953 года), машинам, оборудованию и транспортным средствам (по подгруппам) – от 10 до 50 лет.

По срокам наработки основное энергетическое оборудование ТЭЦ-5 выработало свой ресурс. Морально устаревшее и физически изношенное оборудование ТЭЦ-5 имеет низкую эффективность, не соответствует требованиям по условиям работы персонала, в том числе, по уровню автоматизации, не отвечает современным требованиям. Оборудование не обеспечивается запасными частями, снятыми с производства.

Анализ состояния действующего основного оборудования показывает реальный предельный срок эксплуатации ТЭЦ-5 – 2020 год.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Выработка тепловой энергии за 2012 год составила 187,4 тыс. Гкал, при этом потребителям было отпущено 146,6 тыс. Гкал.

Существующая тепловая схема ТЭЦ-5 выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным технологическим трубопроводам.

Существующий паропровод (коллектор) котлоагрегатов ст. № 5÷12 выполнен однониточным, к которому, в качестве потребителей, подключены турбины ст. № 3, 6 и РОУ. От всех паровых котлов проложен растопочный паропровод.

В тракт питательной воды высокого давления котлоагрегатов входят питательные насосы и подогреватели высокого давления ПВД турбин. Питательный трубопровод высокого давления выполнен в составе двух коллекторов, «холодного» и «горячего». Между «холодным» и «горячим» коллекторами предусмотрена «холодная» перемычка. Питание котлов предусмотрено от «горячего» коллектора питательной воды. Деаэрация питательной воды паровых энергетических котлов осуществляется в деаэраторах повышенного давления.

Подпитка котлоагрегатов осуществляется конденсатом от подогревателей различного назначения и химочищенной водой, подаваемой в деаэраторы для восполнения потерь воды и пара в цикле станции.

Для приготовления химобессоленной воды на подпитку котлов используется техническая вода, которая перед установкой ВПУ подогревается в специальных подогревателях. Подпитка теплосети производится в обратный коллектор сетевой воды водой после ВПУ, которая предварительно деаэрируется и затем поступает на всас подпиточных насосов и далее в теплосеть. Греющей средой для деаэратора подпитки теплосети служит пар 0,12 МПа из коллектора греющего пара деаэраторов.

Годы длительной эксплуатации основного оборудования ТЭЦ-5 при несвоевременных ремонтных работах без обновления технологического оборудования привели к полной остановке оборудования ТЭЦ феврале 2012 года.

По результатам технического обследования на ТЭЦ-5 в 2012-2013 г.г. был выполнен капитальный ремонт котлов ст. № 5÷9 и 11, 12, который должен обеспечить безаварийную работу котлов ТП-35 в течении трех лет.

6.3.2 Основные принятые решения

Основные технические решения по реконструкции и расширению Кентауской ТЭЦ-5 определены с учетом планируемого роста тепловых и электрических нагрузок и включают в себя демонтажные работы, реконструкцию существующих объектов и новое строительство.

Демонтажные работы:

существующий главный корпус;

топливно-транспортное хозяйство ТЭЦ (угольный склад, тракт топливоподачи, гараж бульдозеров);

вспомогательных зданий и сооружений, попадающих в зону строительства ПГУ-125 и водогрейной котельной;

ОРУ-35 кВ, ГЩУ.

Реконструкции подлежат:

система технологических трубопроводов;

система автоматизации управления ТЭЦ-5;

система водоснабжения и водоотведения;

система пожаротушения;

электротехническое оборудования (комплектное распределительное устройство КРУ/6 кВ, кабельное хозяйство, наружное освещение).

Предусмотрено строительство:

нового главного корпуса ПГУ-125 с установкой двух газотурбинных установок (ГТУ) единичной электрической мощностью 47 МВт с паровыми котлами-утилизаторами и паровой турбины 31 МВт (все оборудование компании «Siemens»);

водогрейной котельной с установкой 2-х котлов типа БКЗ-КВ-100ГМ2 тепловой мощностью 100 Гкал/ч каждый;

трехсекционной вентиляторной градирни производительностью 9 000 м^3/ч;

пункта подготовки газа; газопроводов давлением 3,0 и 1,2 МПа, дизельного хозяйства;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

электротехнического оборудования (ОРУ-110 кВ, открытой установки трансформаторов, КРУЭ 110 кВ, токопроводы, кабельное хозяйство).

Замена отработавшего ресурс существующего оборудования ТЭЦ-5 на современное с использованием высокоэффективной парогазовой технологии повысит надежность теплоснабжения потребителей, сохранит сложившуюся систему теплоснабжения, обеспечит дальнейшее развитие теплоисточника для покрытия прироста тепловых нагрузок.

Перевод ТЭЦ с угля на газ позволит: улучшить режим работы источника тепла, повысить его надежность, обеспечить качественное регулирование в зависимости от изменения температуры наружного воздуха, снизить аварийность, улучшить экологию.

6.3.3 Технологические решения

Технико-экономическое обоснование развития системы теплоснабжения г. Кентау в первую очередь предусмотрено для покрытия дефицита тепловой мощности до 2020 г. в размере 175 Гкал/ч и развитие рекомендуемого варианта источника тепла тепловой мощности 280–300 Гкал/ч. для покрытия дефицита тепловой мощности 265 Гкал/ч к 2030 году.

Выбор вариантов реконструкции, расширения и модернизации Кентауской ТЭЦ-5 определен с учетом анализа состояния действующего основного оборудования ТЭЦ-5 и его реального предельного срока эксплуатации – 2020 год. По результатам обследования технического состояния дальнейшая эксплуатация существующих котлов ТП-35 возможна при реконструкции с переводом на пониженные параметры (1.0-1.4 МПа, 250°С), на сжигание газа и использований в пиковом режиме (не более 1 - 2 тыс. часов в год).

Согласно данным АО «КазТрансГаз Аймак» в октябре 2013 года будет введена в строй линейная часть газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», проходящего по территориям Мангистауской, Актюбинской, Кызылординской и Южно-Казахстанской областям. Одним из потребителей магистрального газопровода является г. Кентау, в том числе Кентауская ТЭЦ-5.

Перевод действующей Кентауской ТЭЦ на газовое топливо приведет к увеличению тарифа на услуги тепло- и электроснабжения, так как использование газа в энергетике выгодно только при применений высокоэффективной технологий с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии и многоступенчатым использованием энергетического потенциала газа.

Баланс тепла г. Кентау с учетом перспективного развития (Гкал/ч)

Таблица 2

Наименование	2013 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Тепловая нагрузка	215	250	290	335	393
Обеспечение:					
ТЭЦ-5	97	125	175	215	265
Другие источники тепла	118	125	115	120	128

Для обеспечения тепловых нагрузок г. Кентау в ТЭО рассмотрены варианты модернизации и реконструкции ТЭЦ-5.

Вариант 1

Реконструкция и расширение ТЭЦ-5 до 2020 г. (основное топливо – газ):

реализация мероприятий по реконструкции и восстановлению существующих котлов ТП-35-4,0 ст. № 5-9 с переводом на газ;

демонтаж трех котлов ТП-35-4,0 ст.№ 10-12;

установка двух газомазутных энергетических котлов Е-75/90-4,0 (БКЗ РФ) на месте демонтируемых ст.№ 10, 11, 12;

установка двух турбин SST-110 (TWIN Siemens, Германия) мощностью 12 МВт каждая в существующем машинном зале.

Состав основного оборудования на 2020 г. следующий:

Сохраняемое оборудование: ПР-5-35/5 ст. № 3 К-7-35 ЧССР ст. № 6 5хТП-35-4 ст. № 5-9 (перевод на газ)	Устанавливаемое оборудование: 2xSST-110(TWIN) Siemens (Германия 2xE-75/90-4,0 (БКЗ РФ)

Установленная электрическая мощность составит 36 МВт, тепловая 205 Гкал/ч.

Для обеспечения потребности тепловой энергии 2030 г. рекомендуется:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

демонтаж котлов ТП-35-4,0 ст. № 5-9 и турбин ПР-5-35/5 ст.№3 и К-7-3 ст. № 7.

установка двух газомазутных энергетических котлов 2хЕ-75/90-4,0 (БКЗ РФ) на месте демонтируемых котлов ст. № 5÷9 в существующем главном корпусе;

установка двух турбин SST-110 (TWINSiemens, Германия) в существующем машинном зале;

строительство пиковой водогрейной котельной с двумя котлами КВГМ-60 на месте угольного склада;

Состав основного оборудования на 2030 г.:

Сохраняемое оборудование:	Устанавливаемое оборудование:
Полный вывод из эксплуатации	4хSST-110 (TWIN Siemens, Германия); 4хЕ-75/90-4,0 2хКВГМ-60.

Установленная электрическая мощность составит 48 МВт, тепловая 320 Гкал/ч.

Вариант 2

Реконструкция и расширение ТЭЦ-5 до 2020 г. (основное топливо – уголь):

реализация мероприятий по реконструкции и восстановлению существующих энергетических котлов ст.№ 5-12 с учетом перевода на газ;

установка трех газомазутных паровых котлов Е-35-4,0 (БиКЗ РФ) Бийского котельного завода на месте демонтируемых котлов ст.№ 1-4;

установка двух турбин Т-12-3,4/0,12 (КТЗ РФ) в существующем машинном зале.

Состав основного оборудования на 2020 г.:

Сохраняемое оборудование:	Устанавливаемое оборудование:
ПР-5-35/5 ст.№ 3; К-7-35 ЧССР ст.№ 6; 8хТП-35-4 ст.№ 5-9 (перевод на газ)	2хТ-12-3,4/0,12 (КТЗ РФ); 3хЕ-35-4,0 (БиКЗ РФ) (газомазутые)

Установленная электрическая мощность составит 36 МВт, тепловая - 231 Гкал/ч.

Вариант допускает сжигание природного газа в буферном режиме на котлах ТП-35-4,0 при сохранении угля в качестве основного топлива.

Для обеспечения потребности тепловой энергии 2030 г. рекомендуется:

установка двух газомазутных энергетических котлов Е-75/90-4,0 (БКЗ РФ) на месте демонтируемых котлов ст.№ 10÷12 в существующем главном корпусе;

установка двух турбин Т-12-3,4/0,12 (КТЗ РФ), в существующем машинном зале.

Установка газомазутных энергетических котлов Е-75/90-4,0 (БКЗ РФ) обусловлен тем, что угольные котлы производительностью 50-75 т/ч конструктивно не вмещаются в существующем котельном цехе, котлы ТП-35 сняты с производства.

Состав основного оборудования на 2030 г.:

Сохраняемое оборудование:	Устанавливаемое оборудование:
5хТП-35-4 ст.№№ 5-9 (перевод на газ, в пиковый режим работы)	4хТ-12-3,4/0,12; 3хЕ-35-4,0 (БиКЗ РФ) (газомазутые) 2хЕ-75/90-4,0 (БКЗ РФ) (газомазутые)

Установленная электрическая мощность ТЭЦ составит 48 МВт, тепловая - 276 Гкал/ч.

Вариант 3

Модернизация ТЭЦ-5 (основное топливо – газ):

строительство модуля ПГУ-125;

строительство пиковой котельной с двумя водогрейными котлами КВГМ-116,3-150;

демонтаж существующего главного корпуса с котлами ТП-35-4,0 ст. № 5-12 и турбинами ПР-5-35/5 ст. № 3 и К-7-3 ст. № 7, угольного склада, систем топливоподачи и золоудаления.

Сохраняемое оборудование:	Устанавливаемое оборудование:
Полный вывод из эксплуатации	1хПГУ-125 2х КВ-ГМ-116,3-150

Парогазовая установка со всеми комплектующими, включая АГРС, ОРУ 110 кВ размещена на площадке резервного открытого угольного склада.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Водогрейная котельная размещена в северо-восточной части площадки ТЭЦ-5, на территории ранее отведенной под строительство пиковой котельной.

Электрическая мощность ТЭЦ-5 составит 125 МВт, тепловая – 284 Гкал/ч.

Вариант 4

Строительство новой водогрейной котельной (основное топливо – газ):

строительство новой водогрейной котельной на газе с тремя котлами КВ-ГМ-116,3-150;

демонтаж существующего главного корпуса с котлами ТП-35-4,0 ст.№ 5-12 и турбинами ПР-5-35/5 ст.№3 и К-7-3 ст.№7, угольного склада, систем топливоподачи и золоудаления.

Сохраняемое оборудование: Полный вывод из эксплуатации	Устанавливаемое оборудование: 3х КВ-ГМ-116,3-150

Водогрейная котельная размещена на территории ТЭЦ-5 на площадке ранее отведенной под строительство пиковой котельной.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ-5 (котельной) - 300 Гкал/ч.

Расчет тепловых балансов выполнен с учетом тепловых нагрузок зоны ТЭЦ-5 265 Гкал/ч с учетом тепловых потерь на расчетный период до 2030 г. по рассматриваемым вариантам с учетом технических предложений различных компаний по газотурбинному и паротурбинному оборудованию

Таблица 3

Варианты	Оборудование, вновь устанавливаемое	Оборудование, сохраняемое в работе	Оборудование, выводимое из эксплуатации
Вариант 1. (основное топливо-газ)	4xSST-110 (TWIN Siemens, Германия) 2xБКЗ-75-3,9ГМ 2xКВГМ-60		ПР-5-35/5 ст.№ 3 К-7-35 ЧССР ст.№ 6 8xТП-35-4 ст.№ 5-12
Вариант 2 (основное топливо – уголь)	4xТ-12-3,4/0,12; 3xЕ-35-3,9 на угле 2xБКЗ-75-3,9ГМ	5xТП-35-4 ст.№№ 5-9	ПР-5-35/5 ст.№ 3; К-7-35 ЧССР ст.№ 6 3xТП-35-4 ст.№ 10-12
Вариант 3 1xПГУ-125	Главный корпус ПГУ 2х 47 МВт SGT-800 Siemens 2xКУ - 60/14-8/0,8-510/215 (в комплекте Siemens) 1xТ-31/40-8/0,8 (в комплекте Siemens)		ПР-5-35/5 ст.№ 3 К-7-35 ЧССР ст.№ 6; 8xТП-35-4 ст.№ 5-12
Вариант 4 Водогрейная котельная	Главный корпус котельной 3х КВГМ-100		ПР-5-35/5 ст.№ 3 К-7-35 ЧССР ст.№ 6 8xТП-35-4 ст.№ 5-12

По результатам технико-экономического сравнения вариантов реконструкции Кентауской ТЭЦ-5 для дальнейшего проектирования рекомендован 3 вариант.

Модернизация ТЭЦ-5 по варианту 3 с электрической мощностью 125 МВт и тепловой 284 Гкал/ч предусматривает строительство модуля ПГУ-125 и строительство пиковой котельной с двумя водогрейными котлами КВ-ГМ-116,3-150. Парогазовая установка с АГРС и ОРУ-110 кВ размещена на площадке резервного открытого угольного склада. Водогрейная котельная размещена в северо-восточной части площадки ТЭЦ-5, на территории ранее отведенной под строительство пиковой котельной.

Численность персонала

Таблица 4

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Показатель
1	Штатная численность работников	чел.	397
2	Административный персонал	чел.	32
3	Котлотурбинный цех	чел.	76
4	Химический цех	чел.	13
5	Электроцех	чел.	39

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6	Топливно-транспортный цех	чел.	45
7	Централизованный ремонт	чел.	47
8	Цех по эксплуатации магистральных сетей	чел.	31
9	Цех по эксплуатации внутриквартальных сетей	чел.	22
10	Другие службы общего назначения	чел.	92

Компоновочные решения

Размещение ПГУ на площадке электростанции предусмотрено в отдельно стоящем главном корпусе ПГУ. В здании предусмотрены помещения газовых турбин и котлов-утилизаторов с набором вспомогательного оборудования, электротехнические помещения, помещение щита управления.

В главном корпусе ПГУ установлены две ГТУ, два паровых котла-утилизатора, паровая турбина, насосы, деаэраторы подпитки паровых котлов.

В пиковой котельной установлены два водогрейных котла КВ-ГМ-116,3-150.

В здании водогрейной котельной размещаются на отм. 0.000 – водогрейные котлы, сетевые насосы, лестницы. На отметке 12,000 размещается ГрЩУ РУСН 0,4 кВ и РУСН 6,0 кВ.

Дымососы установлены в отапливаемом помещении пролетом 12 м, оборудованном подвесной кран-балкой Q=5,0 т.

В постоянном торце котельной предусмотрены грузовой и пассажирский лифты, основная эвакуационная лестница. Вторая эвакуационная лестница устраивается со стороны временного торца. Также предусмотрены противопожарные лестницы по периметру здания котельной в соответствии с нормативными требованиями.

Парогазовая установка ПГУ-125 МВт

ПГУ-125 МВт - полнокомплектный энергоблок SCC-800 2x1 CDH поставляемый компанией «Siemens».

Электрическая мощность ПГУ-125 МВт, КПД 52%.

Тепловая мощность блока – 82,5 Гкал/ч. Коэффициент использования тепла топлива блока в теплофикационном режиме- 85%.

Парогазовая установка ПГУ-125 комбинированного цикла на основе модуля SCC800 2x1 DHC состоит из:

двух газотурбинных генераторных установок SGT-800 47 МВт с вспомогательным оборудованием;

двух паровых котлов-утилизаторов КУ-60/14-8/0,8-510/215 (в комплекте «Siemens») с вспомогательным оборудованием;

теплофикационной паротурбинной установки Т-31/40-8/0,8 (SST-600 в комплекте «Siemens») компании «Siemens» с генератором и вспомогательным оборудованием;

общестанционных систем;

электрооборудования;

систем автоматизации и контрольно-измерительного оборудования.

Горячие выхлопные газы двух газовых турбин SGT-800 генерируют пар в двух котлах-утилизаторах. Произведенный пар подается на паровую турбину с двумя теплофикационными отборами и конденсатором.

Устанавливаемое оборудование обеспечивает комбинированную выработку электроэнергии и тепла в течение отопительного периода. Выработка электроэнергии на тепловом потреблении, при одинаковом отпуске тепловой энергии, в варианте с ПГУ в 2 раза превышает аналогичный показатель в варианте с ПСУ.

Вспомогательное оборудование реконструируемой ТЭЦ-5 условно можно разделить на несколько групп.

1 группа - вспомогательное оборудование газовых турбин, котлов-утилизаторов, паровой турбины, энергетических и водогрейных котлов, которое является неотъемлемой частью этих установок и входит в их комплект поставки.

2 группа - вспомогательное оборудование заказываемое отдельно, в рамках разрабатываемых по настоящему ТЭО технологических схем.

3 группа - существующее вспомогательное оборудование ТЭЦ, которое сохраняется в работе.

Предусмотрена установка нового вспомогательного оборудования, относящегося ко второй группе:

сетевые и циркуляционные насосы;

дренажные баки с насосами, баки низких точек с насосами, насосы дренажных приямков;

мостовой кран грузоподъемностью 50/12,5 т для ремонта паровой турбины;

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

подвесные краны грузоподъемностью 10 т для ремонта насосного оборудования;

грузопассажирские лифты грузоподъемностью 1 т для ремонта и обслуживания котлов-утилизаторов.

После реконструкции ТЭЦ-5 в работе сохраняется следующее существующее вспомогательное оборудование:

сетевые и подпиточные насосы;

вакуумные деаэраторы с паровыми эжекторами;

2 существующих бака-аккумулятора сетевой воды емкостью по 700 м^3.

По результатам выполненной сравнительной экономической оценки всех вариантов, рассмотренных в ТЭО, наиболее выгодным при принятых условиях расчетов и наиболее устойчивым к изменению основных параметров является вариант 3 - модернизация ТЭЦ-5 с установкой парогазовой установки ПГУ-125 с пиковой котельной суммарной электрической мощностью 125 МВт, тепловой - 284 МВт с участием в обеспечении нарастающего дефицита электрической мощности в Южно-Казахстанской области, пиковой котельной тепловой мощностью 200 Гкал/ч с двумя водогрейными котлами КВ-ГМ-116,3-150 на площадке ранее отведенной под размещение пиковой котельной.

Технологическая схема

Основное оборудование парогазовой установки ПГУ-125 МВт работает по полному циклу: газовые турбины – котлы утилизаторы – паровая турбина.

Атмосферный воздух через фильтры и шумоглушитель системы забора воздуха направляется в компрессор газовой турбины, где сжимается и подается в камеры сгорания.

Топливный газ последовательно проходит: измерение расхода, подготовку (очистку, повышение давления, подогрев и пр.) в пункте подготовки газа (ППГ) до требуемых параметров и подается к газовым турбинам. Газ поступает к горелкам камер сгорания турбин через газовый фильтр с расходомером и блок управления системы топливного газа каждой ГТУ.

Продукты сгорания направляются в газовую турбину, где производят работу, используемую для привода компрессора и электрического генератора.

После ГТУ газы поступают в паровой котел-утилизатор, затем газоходом с шумоглушителем отводятся в атмосферу через металлическую выхлопную трубу. Паровые котлы-утилизаторы вырабатывают пар двух давлений для достижения более высокого общего КПД цикла.

Пар, вырабатываемый в котлах-утилизаторах, подается в паровую турбину (двух давлений). Для выработки тепла в паровой турбине предусмотрен теплофикационный отбор. Пар из отбора подается в сетевой подогреватель горизонтального типа (ПСГ), где подогревает сетевую воду. Конденсат после ПСГ подается в деаэратор. Отработавший в турбине пар конденсируется в конденсаторе и далее подается в деаэратор. Конденсат после деаэратора подается в котлы-утилизаторы питательными насосами высокого и низкого давлений.

Электроэнергия вырабатывается генераторами газовых турбин и паровой турбины и выдается через трансформаторы на распределительное устройство (КРУЭ), далее - потребителям.

Для обеспечения нормальной работы ГТУ предусмотрены системы:

подачи топлива;

антиобледенения;

охлаждения;

смазки;

очистки компрессора;

сбора промывочной воды дренажей.

Газоснабжение

По ТЭО предусмотрен перевод ТЭЦ-5 г. Кентау на сжигание природного газа. Источник газоснабжения - магистральный газопровод Бейнеу-Шымкент. В настоящее время выполняется рабочий проект газификации г. Кентау от газопровода Бейнеу-Шымкент от ГРС-14 (т.11) в п. Карнак. По данным АО «Казахский институт транспорта нефти и газа» давление в газопроводе до ГРС-14 (т.11) в п. Карнак 9,8 МПа, после ГРС-14 (т.11) до границы застройки г. Кентау (т.13) протяженность газопровода 17644 м, давление – 1,2 МПа.

Давление газа перед ГТУ должно составлять 2,8-3,0 МПа в диапазоне температур наружного воздуха минус 15°С – плюс 40°С и выше при температурах ниже минус 15°С.

Максимально-часовой расход природного газа - 45 тыс. куб.м.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В ТЭО рассмотрены следующие схемы внешнего газоснабжения ТЭЦ-5 с учетом расширения модернизации:

1 вариант - строительство газопровода Ø400 мм протяженностью 9 км от т.13 до ТЭЦ-5 на давление 1,2 МПа (только для ТЭЦ) с дожимной компрессорной на площадке ТЭЦ для варианта 3;

2 вариант - строительство газопровода Ø200 мм протяженностью 26,0 км от ГРС-14 (т.11) в п. Карнак до ТЭЦ-5 на давление 3,0 МПа с сооружением ГРС без дожимной компрессорной;

3 вариант - строительство газопровода Ø200 мм протяженностью 26,0 км от ГРС-14 (т.11) в п. Карнак до ТЭЦ-5 на давление 9,8 МПа с учетом полной или частичной потребности других потребителей г. Кентау с сооружением ГРС-15 с детандерной установкой (9,8/3,0/1,2) у ТЭЦ-5 без дожимной компрессорной.

На основании технико-экономического сравнения рассмотренных вариантов газоснабжения наиболее экономически выгодным и технологически эффективным является 3 вариант газоснабжения, который:

исключает строительство дожимной компрессорной в составе ПГУ-125;

максимально использует потенциальную энергию газа за счет производства электрической энергии детандерной установкой;

обеспечивает высокую надежность системы газоснабжения города Кентау за счет двухстороннего питания (от т.13 и ГРС-15 ТЭЦ-5).

В систему газоснабжения ТЭЦ-5 включены следующие объекты:

подводящий газопровод расчетной производительностью с учетом потребления города и ТЭЦ-5 от ГРС-14 до ГРС-15 протяженностью 26 км Ø200 мм давлением 9,8 МПа;

отключающее устройство с электроприводом (управляемое с Блочного Щита Управления);

пункт подготовки газа (ППГ);

газопроводы с детандерной установки ГРС-15 Р=2,8-3,0 МПа к блоку ПГУ-125;

газопровод Р=0,07 МПа до точки подключения к коллектору топливного газа водогрейных котлов.

Пункт подготовки газа ППГ включает в себя:

пункт учета расхода газа с фильтром-сепаратором и измерительным комплексом;

газорегуляторный пункт для водогрейных котлов;

бак для сбора газового конденсата после газовых фильтров.

Пункт учета расхода газа (блок-бокс заводской готовности) включает в себя:

входной участок с шаровым краном, манометром и сбросной свечой;

фильтр-сепаратор топливного газа с перепадомером;

регулятор давления;

измерительный комплекс с универсальным турбулизатором;

систему отопления в виде газового конвектора с регулятором давления.

В ТЭО определена и согласована предварительная трасса газопровода. Проектирование и строительство газопровода будет осуществлена отдельным проектом согласно письму заказчика от 21 сентября 2013 года № 03-2850.

Мазутоснабжение

Резервным топливом для паровых котлов ТЭЦ является топочный мазут, поступающий на ТЭЦ в цистернах по железной дороге.

Мазутное хозяйство обеспечивает прием, хранение, подготовку мазута к сжиганию, бесперебойное снабжение подогретым и отфильтрованным мазутом с необходимыми давлением 3,0 МПа и температурой 100-120°С. Мазутное хозяйство состоит из:

приемно-сливного устройства с железнодорожной сливной эстакадой на 4 цистерн емкостью 60 м^3 каждая;

двух надземных резервуаров емкостью V=2000 м^3 каждая;

мазутонасосной с площадками теплообменников.

Реконструкцией мазутного хозяйства предусмотрена замена двух основных и двух рециркуляционных теплообменников без изменения существующей схемы мазутоснабжения.

Водоподготовка

Водоподготовка ТЭЦ состоит из двух водоподготовительных установок (ВПУ):

ВПУ подпитки котлов;

ВПУ подпитки теплосети.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В качестве исходной воды на установки ВПУ подпитки котлов и теплосети подается вода с водозабора поступающего из Кантагинского водохранилища.

Реконструкцией ТЭЦ г. Кентау предусмотрено:

ВПУ подпитки котлов-утилизаторов;

ВПУ подпитки теплосети; строительство закрытого склада соли;

реконструкция существующей установки очистки нефтесодержащих стоков;

реконструкция существующих баков-нейтрализаторов химических промывок.

Оборудование водоподготовки работает полностью в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

ВПУ подпитки теплосети

Схема ВПУ подпитки теплосети сохранена существующая для работы теплофикационного оборудования, согласно «Норм качества подпиточной и сетевой воды тепловых сетей», НР 34-70-051-83 и «Методических указаний по водоподготовке и водно-химическому режиму водогрейного оборудования и тепловых сетей», РД 34.37.506-88.

Умягченная вода после натрий-катионитовых фильтров и вода обработанная антинакипином подаются в бак сбора химочищенной воды и далее насосами вода перекачивается в деаэраторы подпитки теплосети.

Расчетный расход воды на подпитку теплосети - 100 $м^3$/ч.

ВПУ подпитки котлов

Для ВПУ подпитки котлов предусмотрено обессоливание с использованием мембранной технологии – две линии обратного осмоса производительностью по 16 $м^3$/ч каждая.

В качестве исходной воды используется: водопроводная вода летом и умягченная зимой после натрий-катионитовой установки. Предусмотрено дозирование реагентов (бисульфит, антискалант) в исходную воду перед обратным осмосом в летнем режиме. Бисульфит дозируется для связывания свободного хлора и предотвращения образования биологической пленки на мембранах, антискалант дозируется для предотвращения отложений солей жесткости на мембранах.

Принцип работы установки обратного осмоса следующий: исходная вода подается на мембранные элементы обратного осмоса рулонного типа. На полупроницаемых мембранах, под воздействием обратноосмотического давления, поток воды разделяется на более концентрированный и менее концентрированный потоки.

В деминерализованный поток (пермеат) проходит 1-2% солей содержащихся в исходной воде. Степень извлечения пермеата - 75%. Концентрат отводится в городскую канализацию через бак-усреднитель. Электропроводность пермеата и концентрата измеряются кондуктометрами. Промывка мембран производится автоматически.

Насосные группы установки оснащены частотным регулированием, устройствами плавного пуска.

Пермеат после установки обратного осмоса поступает в баки обессоленной воды, оборудованные датчиками уровня. Пермеат из баков обессоленной воды насосами подается в деаэраторы подпитки котлов.

Установка обратного осмоса оснащена контрольно-измерительными приборами в необходимом объеме. Управление установкой обратного осмоса происходит от датчиков уровня, установленных в емкости.

Оборудование ВПУ подпитки котлов и теплосети размещено в существующем фильтровальном зале здания водоподготовки ТЭЦ на месте недействующих демонтируемых фильтров.

На открытой площадке бакового хозяйства размещен бак умягченной воды и бак собственных нужд ВПУ подпитки теплосети.

Для проектируемых паровых котлов-утилизаторов P=8,0 МПа и паровых турбин предусмотрено:

аммиачная обработка питательной воды и фосфатирование котловой воды;

пусковая и эксплуатационная очистка котлов с химической и парокислородной пассивацией;

консервация котлов аммиачным раствором в режиме останова;

сухая консервация турбин.

Техническое водоснабжение

Система технического водоснабжения - оборотная с использованием в качестве искусственных охладителей новых проектируемых вентиляторных градирен. Для охлаж-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

дения оборотной воды с максимальным расходом в летнем конденсационном режиме 9000 м^3/ч к установке принята трехсекционная вентиляторная градирня типа CTF-180/III поставки фирмы «FANS».

Охлажденная на градирне вода циркуляционными насосами по двум стальным цирквводоводам Ø800 мм подается к конденсаторам турбины Т-31/40 МВт, на охлаждение вспомогательного оборудования, паровой и газовых турбин после чего нагретая вода по напорным цирквводоводам Ø800 мм возвращается на градирни для охлаждения.

Подпитка цирксистемы осуществляется водой из Кантагинского водохранилища.

Хозяйственно-бытовые стоки самотеком отводятся в КНС на территории станции, далее от КНС по напорному трубопроводу Ø100 мм поступают в коллектор Ø400 мм экскаваторного завода (КЭЗ).

Все производственные стоки ТЭЦ, включающие в себя стоки от продувки котлов, стоки от промывок оборудования, ВПУ подпитки котлов и теплосети, продувочные воды цирксистемы, а также дождевые стоки сбрасываются на золоотвал через багерную насосную.

Схема выдачи электроэнергии

В состав основного электрооборудования включены два турбогенератора, сопрягаемые с газовыми турбинами, паротурбинный генератор.

Генераторы газовой турбины приняты мощностью 47 МВт каждый с аппаратурой возбуждения и отсеком вспомогательного оборудования.

Генератор паровой турбины принят мощностью 40 МВт с аппаратурой возбуждения и отсеком вспомогательного оборудования.

Реконструкция ТЭЦ-5 предусматривает выводить мощность в схему ОРУ 110 кВ ПС «Кентау 220/110 кВ» АО «KEGOC» по двум одноцепным воздушным линиям ВЛ 110 кВ. Протяженность ВЛ 110 кВ - 2х25 км. Для присоединения ВЛ 110 кВ предусмотрена установка двух линейных ячеек на ПС «Кентау 220/110 кВ».

Основные элементы схемы:

газотурбинные генераторы;

паротурбинный генератор;

открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ 110 кВ);

трансформаторы;

распределительные устройства 6 кВ (РУСН 6 кВ);

распределительные устройства 400 В (РУСН 0,4 кВ);

аварийный дизель-генератор мощностью 528 кВт на напряжение 400 В.

В состав основного электрооборудования входят:

генераторы газовых турбин № 1, 2 - подключаются на ОРУ 110 кВ в блоке с двухобмоточными трансформаторами мощностью по 63 МВА;

генератор паровой турбины - подключается на ОРУ 110 кВ в блоке с двухобмоточными трансформаторами мощностью по 63 МВА;

два трансформатора собственных нужд мощностью по 10 МВА каждый, подключаются на ОРУ 110 кВ.

Система охлаждения генераторов – воздушная, система возбуждения генераторов - бесщеточная. В цепи между генератором и блочным трансформатором предусматривается установка генераторного выключателя.

Автоматизация технологических процессов

Автоматизированная система управления (АСУТП) предусмотрена как базовая система управления выработкой и распределением тепловой и электрической энергии и охватывает следующее технологическое оборудование:

газовая турбина с генератором № 1;

газовая турбина с генератором № 2;

котел-утилизатор № 1 с дымовой трубой;

котел-утилизатор № 2 с дымовой трубой;

паровая турбина Т-31/40 с генератором;

водогрейная котельная с двумя 2х КВ-ГМ-116,3-150

аккумуляторные баки 2х2000 м^3;

коллекторная теплосети (реконструкция);

узлы коммерческого учета на М-1; М-2;

водоподготовка подпитки теплосети;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

бак-усреднитель;
склад соли (демонтаж, новое строительство);
пункт подготовки газа (ППГ);
установка хранения баллонов азота;
градирни;
установка очистки нефтесодержащих стоков;
баки-нейтрализаторы кислотной промывки;
системы ОВ и ВК;
распредщиты.

Система управления открытая, с перспективой расширения коммуникационных сетей для будущих стадий развития, имеет иерархическую структуру в целом и распределенную структуру технических средств на нижнем уровне.

Система контроля и управления обеспечивает:
сбор и обработку данных технологического процесса;
управление и регулирование;
расчетов и оптимизации;
предоставления оперативному персоналу информации о соблюдении пределов и условий безопасной эксплуатации, функционирования систем безопасности, параметрах основных технологических процессов, сигнализации отклонений, результатах диагностики технологического оборудования и технических средств АСУТП;
документирование.

АСУТП создается с использованием следующих принципов:
организация АСУТП определяется разделением технологического объекта управления на функциональные области и группы, которые объединяют части объекта, необходимые для выполнения технологической задачи;
организация АСУТП с применением иерархических уровней с целью получения четкой структуры, надежности, безопасности, а также эксплуатационной готовности.

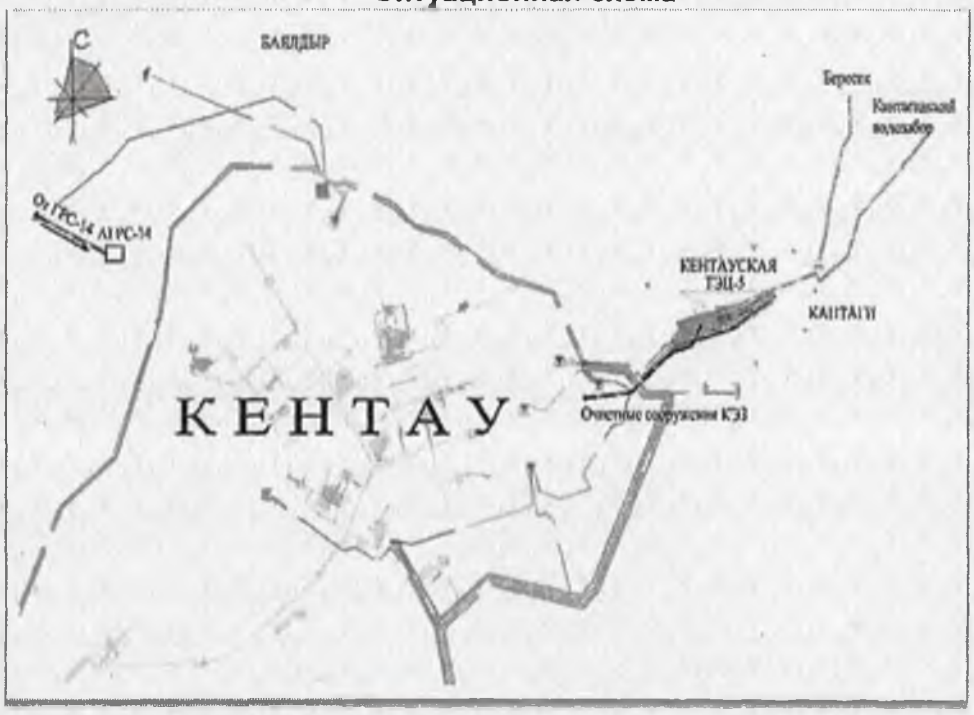
В главном корпусе ПГУ в отдельных помещениях для каждой ГТУ установлены системы непрерывного мониторинга выбросов в атмосферу дымовых газов, снятия данных и сигнализации, которые подключены к системе управления электростанции с выводом своей информации на экраны оператора ГЩУ и БЩУ электростанции.

Предусмотрена система обнаружения пожарной и газовой опасности (ПиГ) и средства непрерывного контроля с целью своевременного выявления очагов пожаров и наличия горючих газов с оповещением персонала о создавшихся опасных условиях.

6.4 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Площадка действующей ТЭЦ находится близ п. Кантаги и расположена в г. Кентау Южно-Казахстанской области.

Ситуационная схема



МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Промплощадка Кентауской ТЭЦ-5 в геоморфологическом отношении представляет собой часть второй надпойменной террасы реки Карашик и крутого скалистого склона долины.

Размещение новых зданий и сооружений ТЭЦ-5 предусмотрено на территории существующей площадки. Поверхность ровная, с общим уклоном на запад, абсолютные отметки 441-454 м.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический район	- IВ;
нормативное значение веса снегового покрова	- 70 кг/м^2;
нормативное значение ветрового давления	- 55 кг/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 17°С;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 80 см;
сейсмичность района и площадки строительства	- 6 баллов;
категория грунтов по сейсмическим свойствам	- первая.

Инженерно-геологические условия площадок строительства

Согласно техническому заключению по инженерно-геологическим условиям промплощадки «Кентауская ТЭЦ-5. Расширение и реконструкция. ТЭР» 760.ИЗ -00.004.000, 1990 г., составленного по фондовым материалам Среднеазиатским отделением «ВНИПИэнергопром», грунты, слагающие площадку, следующие:

ИГЭ-1. Насыпные грунты - являются отходами обогатительной фабрики и по гранулометрическому составу и пластичным свойствам классифицируются как пылеватые супеси. Плотность грунта природной влажности 1,73-2,41 г/см^3; нормативное значение - 2,15 т/см^3. Модуль деформации при полном водонасыщении равен 5 МПа.

Насыпные грунты слабоводостойкие и легко размываются водой, их использовать в их качестве основания зданий и сооружений не рекомендуется.

ИГЭ-2. Суглинки распространены в виде линз и прослоев мощностью до 1,2 м, использовать в качестве основания зданий и сооружений не рекомендуется; так как ниже залегают практически несжимаемые грунты (галечники и известняки). Плотность грунта 1,76- -2,02 г/см^3.

ИГЭ-3. Галечниковый грунт, плотность - 2,25 г/см^3, характеризуется следующим гранулометрическим составом:

галька - 60%, гравийных частиц - 23%, песчаных - 17%.

Расчетные показатели прочностных и деформационных свойств:

φ - 43°, С = 0,01 кг/см^2, Е = 50 МПа.

ИГЭ-4,5. Суглинок с включением щебня до 30% и щебенистый грунт с суглинистым заполнителем. Обломки слабовыветрелые, преимущественный размер 25-40 мм в поперечнике. Грунты залегают в виде покровного чехла мощностью до 0,2-0,6 м. Плотность грунта 1,95 г/см^3. Расчетное сопротивление равно 0,4 МПа.

ИГЭ-6. Известняки (доломиты) характеризуются различной степенью выветрелости, в зоне тектонических нарушений представляют брекчии на озветковистом или кальцитовом цементе.

Категория грунта по сейсмическим свойствам - I.

6.5 Генеральный план и транспорт

Генеральные план

Существующая промплощадка ТЭЦ-5 в плане представляет неправильный прямоугольник, вытянутый с востока на запад, площадью -19,5 га. Площадка застроена зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями, благоустроена.

Площадка ТЭЦ-5 имеет ограждение, въездные и выездные ворота. Имеются подъездные железнодорожные пути, внутриплощадочные автодороги, площадки с твердым покрытием. К площадке ТЭЦ проложена автодорога.

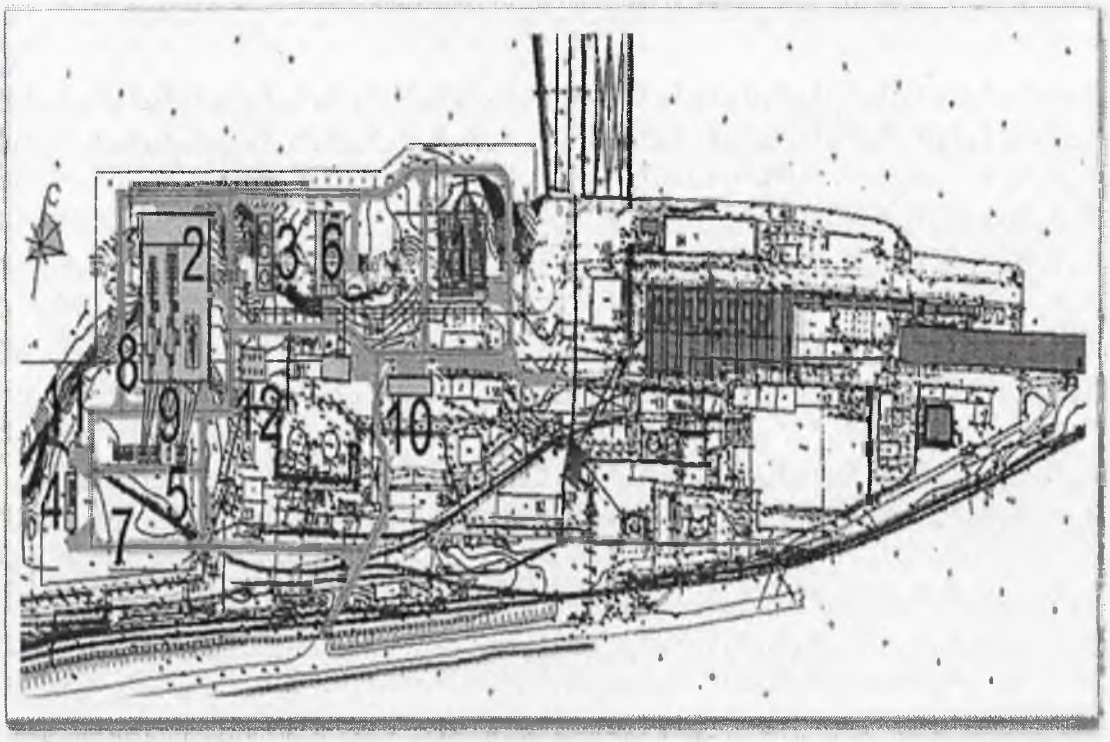
На площадке имеется два железнодорожных въезда и сеть автомобильных дорог.

Главный корпус ТЭЦ расположен в центре площадки параллельно улицы Рыскулбекова. Юго-восточнее главного корпуса размещается ОРУ.

Размещение новых зданий и сооружений предусмотрено в пределах существующей площадки ТЭЦ-5. Новый главный корпус размещен северо-западнее существующего корпуса.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

СХЕМА ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА ПРОМПЛОЩАДКИ ТЭЦ-5



Экспликация проектируемых зданий и сооружений

1. Пиковая водогрейная котельная.
2. Главный корпус ПГУ.
3. Градирня.
4. КРУЭ 110 кВ.
5. Открытая установка трансформаторов.
6. Пункт подготовки газа (компрессорная с системой охлаждения, ГРП).
7. ОРУ-110 кВ.
8. Бак аварийного слива турбинного масла.
9. Бак аварийного слива трансформаторного масла.
10. Гараж автомашин.
11. Аварийный дизель-генератор.
12. Маслохозяйство.

Вертикальная планировка в районе вновь проектируемых зданий и сооружений обеспечивает отвода поверхностных вод открытым способом. Под сооружения ОРУ-110 и пункта подготовки газа предусмотрена насыпь V-11 500 м^3. Выемка в местах нового строительства - 2 500 м^3.

Внутриплощадочные автомобильные и железнодорожные дороги

На площадке ТЭЦ имеется существующая сеть автомобильных и железных дорог, связывающих между собой отдельные здания и сооружения в технологических и противопожарных целях. К проектируемым зданиям и сооружениям предусмотрены технологические и противопожарные автомобильные дороги при ширине здания до 18 м с одной стороны и с двух сторон при ширине здания более 18 м.

Вокруг главного корпуса ПГУ и здания водогрейной котельной предусмотрен круговой проезд с обеспечением подъезда пожарных машин. Для разворота автомобилей в конце тупиковых дорог предусмотрены разворотные площадки с размерами в плане 15х15 м.

На территорию проектируемого ОРУ-110 кВ предусмотрено два автомобильных въезда вдоль открытой установки трансформаторов и линии выключателей.

Покрытие автодорог асфальтобетонное. Площадь покрытия автодорог - 28 770 м^2.

Внутриплощадочные автомобильные дороги шириной проезжей части 6 м и 4.5 м.

Минимальные толщины слоев конструкции дорожной одежды приняты табл.8.2.1 СНиП РК 3.03-09-2006*.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Протяженность существующих внутриплощадочных дорог железнодорожных путей – 845 м. После расширения с учетом демонтажа железнодорожных путей длина железнодорожных путей составит 670 м.

Основные показатели генерального плана после реконструкции

Площадь участка 19,5 га в том числе:
с учетом реконструируемой части – 17,75 га,
резервная территория – 1,75 га.
Площадь внутриплощадочных дорог – 28 770,0 м^2,
в том числе проектируемые – 14,530 м^2

6.6 Архитектурно-планировочные решения

Главный корпус ПГУ

Здание отапливаемое, размеры здания в осях 88,0х61,0 м, состоит из двух блоков:

одноэтажная технологическая часть, помещение ПГУ, в котором размещены две газотурбинные установки, два котла-утилизатора и паровая турбина;

двухэтажная часть - блок электротехнических помещений.

Блок технологической части одноэтажный с кровлей в разных уровнях, в плане прямоугольный.

Между котлами-утилизаторами предусмотрен грузопассажирский лифт грузоподъёмностью 1,0 т.

Полы мозаичные. Кровля - стальной трёхмиллиметровый стальной лист по негорючему утеплителю из жёстких минераловатных плит на основе базальтового волокна по профнастилу с уклоном 5%. Водосток внутренний организованный.

Для выхода на кровлю и на перепадах высот кровель предусмотрены пожарные лестницы.

Блок электротехнических помещений - на первом этаже размещены помещения РУСН, сборки и аккумуляторных батарей с венткамерами. Вдоль осей 1 и 12 пристроены лестничные клетки типа Л1 с лестницами 1-го типа. Для связи с помещением ПГУ предусмотрена дверь в осях 4 — 5 и открытая лестница 2-го типа.

Полы мозаичные и керамические с нескользящей поверхностью.

Кровля рулонная с утеплителем из жёстких минераловатных плит на основе базальтового волокна с уклоном 2,5%.

На втором этаже размещены помещение ГЩУ, щит постоянного тока и комплекс помещений блочного щита управления с фальшполом высотой 1,2 м для размещения электрических кабелей. В помещении БЩУ предусмотрен подвесной потолок, полы - линолеум с антистатическими свойствами.

Водогрейная котельная

Здание котельной разновысокое, бесподвальное, размеры в плане 52,5х59,4 м.

В здании водогрейной котельной размещаются на отм. 0.000 – водогрейные котлы, сетевые насосы, лестницы.

На отметке 12,000 размещены ГрЩУ РУСН 0,4 кВ и РУСН 6,0 кВ.

Дымососы установлены в отапливаемом помещении.

В торце котельной предусмотрены грузовой и пассажирский лифты, основная эвакуационная лестница. Вторая эвакуационная лестница устроена со стороны временного торца. Также предусмотрены противопожарные лестницы по периметру здания котельной в соответствии с нормативными требованиями.

Над котельным отделением предусмотрены светоаэрационные фонари.

Покрытие котельного отделения выполнены из комплексных утепленных панелей из профилированной оцинкованной стали. Утеплитель - несгораемый на основе базальтового волокна.

Фасады котельной решены в простых архитектурных формах зданий промышленного назначения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Интерьеры помещений решены с учетом функциональных, санитарно-гигиенических и эстетических требований, предъявляемых к ним.

В помещениях щитов управления предусмотрены подвесные потолки, стены облицованы звукопоглощающими плитами. Полы из линолеума на войлочной основе.

В отделке других помещений предусмотрено: силикатная и водоэмульсионная, масляная, нитроэмалевая, перхлорвиниловая окраска стен, конструкций каркаса здания и технологического оборудования. Полы из керамической и шлакоситалловой плитки, линолеум и релин, наливные полы.

Дымовая труба котельной

Дымовая труба высотой 90 м, диаметр -3,0 м с устройством железобетонной несущей оболочки с внутренним газоотводящим стволом из стали с тепловой изоляцией.

Для возможности выхода из межтрубного пространства на наружные светофорные площадки и балконы в железобетонном стволе предусмотрены дверные и оконные проемы.

На каждой технологической площадке предусмотрена возможность установки разборной ремонтной площадки с инвентарными переставными лебедками.

КРУЭ 110 кВ

Здание отапливаемое, трёхэтажное, размером в плане 36,0х12,0 м, расчетная температура внутреннего воздуха 5°С.

На отм. 2,200 размещено элегазовое комплектное распредустройство 110 кВ и помещение релейного щита.

Открытая установка трансформаторов

Трансформаторы устанавливаются открыто с устройством противопожарных перегородок на железобетонных фундаментах.

Для слива трансформаторного масла предусмотрено устройство маслоприёмников.

Пункт подготовки газа (ППГ)

Категория производства по взрывопожарной и пожарной опасности – А.

ППГ представляет собой комплекс сооружений в блок-контейнерах заводской комплектации на площадке 22х15 м^2,

в том числе:

ГРП размерами в плане 9х6 м высотой 2,7 м;

Пункт учёта расхода газа размерами в плане 6,1х2,5 м, высотой 2,7 м.

6.7 Конструктивные решения

Главный корпус ПГУ

Уровень ответственности - I

Степень огнестойкости – II

Конструктивная система здания – рамно-связевый двухпролетный металлический каркас. Здание оборудовано мостовым краном и кранбалкой грузоподъемностью 1,0 и 2,0 т соответственно.

Устойчивость здания в поперечном направлении обеспечивается поперечной рамой, жесткими узлами крепления опорных баз колонн, в продольном направлении – системой связей по колоннам, горизонтальных и вертикальных связей в уровне покрытия.

Фундаменты под колонны каркаса – отдельно стоящие монолитные железобетонные столбчатого типа.

Фундаменты под оборудование – монолитные железобетонные, столбчатого типа на естественном основании.

Несущие конструкции покрытия в осях А-В - фермы, стальные, стропильные трапецеидальные фермы пролетом 24,0 и 36,0 м запроектированы из металлических прокатных профилей.

Подкрановые балки - сварные двутавры.

Колонны в осях А-В - стальные сплошные, переменного - надкрановой и подкрановой части- сечения по высоте из составного двутавра.

Вертикальные связи по колоннам и фермам, горизонтальные связи по верхнему и нижнему поясам ферм - стальные из прокатных профилей. По нижним поясам ферм выполнены распорки из прокатных профилей.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Покрытие– трехслойные стеновые панели типа «Сэндвич» с несгораемым минераловатным утеплителем по прогонам.

Несущие конструкции перекрытий и покрытия в осях Г-Д - сборная железобетонная балка двутаврового сечения с расчетным пролетом 15,0 м.

Колонны по оси Г и Д - сборные железобетонные прямоугольного сечения.

Покрытие и перекрытия в осях Г-Д – монолитное железобетонное. Армирование перекрытий выполнено сеткой из стержней AIII.

Кровля в осях Г-Д – рулонная, с внутренним водостоком.

Ограждающие конструкции стен здания ПГУ - трехслойные стеновые панели типа «Сэндвич» с несгораемым минераловатным утеплителем по прогонам.

Водогрейная котельная

Уровень ответственности здания – II.

Степень огнестойкости - II.

Конструктивная система здания – рамно-связевый трехпролетный металлический каркас. Здание оборудовано кранбалками грузоподъемностью 1,0 и 2,0 т.

Прочность и устойчивость здания в поперечном направлении обеспечивается поперечной рамой, жесткими узлами крепления опорных баз колонн с фундаментами, в продольном направлении – системой связей по колоннам, горизонтальных и вертикальных связей в уровне покрытия.

Фундаменты под колонны каркаса – отдельно стоящие монолитные железобетонные столбчатого типа.

Несущие конструкции покрытия котельного отделения - фермы, стальные, стропильные трапецеидальные фермы пролетом 24,0 м запроектированы из металлических прокатных профилей.

Несущие конструкции покрытия и перекрытий в осях насосного и бункерного отделений - стальная балка из прокатного двутавра.

Колонны каркаса - стальные сплошного сечения из прокатного двутавра.

Покрытие – трехслойные стеновые панели типа «Сэндвич» с несгораемым минераловатным утеплителем по прогонам.

Ограждающие конструкции стен - трехслойные стеновые панели типа «Сэндвич» с несгораемым минераловатным утеплителем.

КРУЭ на 110 кВ

Уровень ответственности - II.

Степень огнестойкости здания - II.

Конструктивная схема здания - рамная двухпролетная этажерка. Прочность, устойчивость и пространственная жесткость здания обеспечивается совместной работой и жесткими узлами сопряжения колонн с фундаментами, а также горизонтальных дисков балочных перекрытий.

Фундаменты под колонны каркаса – отдельно стоящие монолитные железобетонные столбчатого типа.

Колонны - монолитные железобетонные сечением 400х400 мм. Шаг колонн 6 м.

Перекрытия и покрытие - балочные монолитные железобетонные.

Балки - монолитные железобетонные прямоугольного сечения.

Лестницы - монолитные железобетонные по стальным косоурам.

Кровля - рулонная, с внутренним водостоком.

Ограждающие конструкции стен - трехслойные стеновые панели типа «Сэндвич» с несгораемым минераловатным утеплителем.

ОРУ 110 кВ

Представляет собой открытую огороженную площадку с расположенными на ней трансформаторами.

Пункт подготовки газа (ППГ)

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – IIIa.

Пункт подготовки газа представляет собой модульное здание контейнерного типа полной заводской готовности установленный на монолитные железобетонные фундаменты.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Градирня

Конструктивная схема градирни – рамный каркас. Прочность, устойчивость и пространственная жесткость здания обеспечивается совместной работой и жесткими узлами сопряжения балок и колонн, жесткими узлами сопряжения колонн, вертикальных диафрагм жесткости с плитой днища, а также горизонтального балочного диска покрытия на отметке 18.600 м.

Водосборный бассейн градирни - монолитный железобетонный с размерами в плане 13,50х40,50 м.

Днище бассейна – монолитная железобетонная плита толщиной 700 мм, с армированием горизонтальной вязанной сеткой из стержней Ø20-25 мм А-III с ячейкой 200 мм, поперечная арматура из арматурных стержней Ø8 мм А-I.

Под плитой днища выполнена бетонная подготовка из бетона класса В15 толщиной 100 мм по утрамбованному слою щебня.

Колонны – монолитные железобетонные, сечением 400х400 мм с армированием продольными стержнями класса А-III. Сетка колонн 4,5х4,5 м.

Балки - монолитные железобетонные.

Несущие конструкции покрытия - стальная балка из прокатного двутавра.

Покрытие - рифленый лист по металлическим прокатным прогонам.

Наружная лестница – марши и площадки из рифленой стали по металлическому каркасу.

6.8 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

ОРУ – 110 кВ

Для газотурбинных и паротурбинного блоков принимаются трансформаторы:

ТДЦ-63000/110 мощностью 63 МВА на напряжение 110/10 кВ;

общестанционные трансформаторы собственных нужд ТДН-10000/110, мощностью 10 МВА, напряжением 110/6 кВ;

блочные отпаечные трансформаторы собственных нужд мощностью 630 кВА, напряжением 10/0,4 кВ;

общестанционные трансформаторы собственных нужд 1000 кВА, напряжением 6/0,4 кВ.

Открытое распределительное устройство ОРУ 110 кВ предусмотрено по схеме «две рабочие системы шин с обходной системой».

На ОРУ 110 кВ предусмотрена установка 9 ячеек:

2 ячейки газотурбинного блока;

1 ячейка паротурбинного блока;

2 ячейки ВЛ 110 кВ ПС «ЮжМЭС»;

2 ячейки трансформаторов собственных нужд 110/6 кВ;

1 ячейка шиносоединительного выключателя;

1 ячейка обходного выключателя.

Электрическая схема собственных нужд сети 6 и 0,4 кВ

Питание электродвигателей собственных нужд мощностью более 200 кВт принято на напряжении 6 кВ. Для электродвигателей меньшей мощности, а также для сетей

рабочего, аварийного освещения и сети сварки принято напряжение 380 В и 220 В переменного тока. Сеть 0,4 кВ выполняется с глухозаземленной нейтралью.

Питание цепей управления, защиты, автоматики и освещение безопасности принято на напряжении 220 В постоянного тока.

Для механизмов, участвующих в регулировании производительности технологического процесса агрегатов, предусмотрено частотное регулирование оборотов электродвигателей.

Электроснабжение потребителей собственных нужд 6 кВ предусматривается от двух общестанционных секций РУСН 6 кВ. Питание секций РУСН 6 кВ выполняется от общестанционных трансформаторов собственных нужд «1Т» и «2Т» мощностью по 10000 кВА, по схеме «неявного резерва». Распределительное устройство 6 кВ выполняется с одной системой сборных шин и комплектуется из ячеек РУ 6 кВ заводского изготовления.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Электроснабжение блочных потребителей собственных нужд выполняется от блочных распределительных устройств 0,4 кВ. Для питания блочных распределительных устройств 0,4 кВ предусматриваются блочные отпаечные трансформаторы собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ, мощностью 630 кВА. Резервное питание блочных распределительных устройств выполняется от резервного трансформатора мощностью 630 кВА, напряжением 6/0,4 кВ.

Электроснабжение общестанционных токоприемников 0,4 кВ осуществляется от четырех распредустройств 0,4 кВ:

распредустройство 0,4 кВ в здании щита управления и АБК;

распредустройство 0,4 кВ в здании релейного щита;

распредустройство 0,4 кВ в здании отопительной котельной;

распредустройство 0,4 кВ в здании противопожарной насосной.

Питание общестанционных секций РУСН 0,4 кВ предусмотрено от трансформаторов 6/0,4 кВ по схеме неявного резерва.

В качестве вторичных сборок предусматриваются шкафы и распределительные пункты типа РТ30-88М, ПР-85.

Для аварийного электроснабжения ответственных потребителей 0,4 кВ (зарядные устройства аккумуляторных батарей, аварийное освещение, валоповоротные устройства, противопожарная автоматика и сигнализация, связь) предусматривается установка аварийного дизель-генератора мощностью 528 кВт. Дизель-генератор включается автоматически на полусекции надежного питания.

Дизель-генератор устанавливается в отдельно стоящем здании. В комплект поставки дизельного агрегата входит стартовый аккумулятор, оборудование электрической системы запуска аккумуляторной батареи, стартер, зарядное устройство.

Система оперативного постоянного тока

Для питания цепей управления и релейной защиты, АСУ ТП, аварийного освещения предусмотрена установка аккумуляторных батарей:

в здании релейного щита – одна аккумуляторная батарея со щитом постоянного тока;

в здании главного щита управления – одна аккумуляторная батарея со щитом постоянного тока.

Работа аккумуляторных батарей предусматривается в режиме постоянного подзаряда. В качестве аккумуляторных батарей используются герметичные необслуживаемые аккумуляторные батареи.

Релейная защита, управление, автоматизация и сигнализация

Выполнение релейной защиты для блоков (генератор-трансформатор), рабочих трансформаторов «1Т» и «2Т» предусматривается на микропроцессорных устройствах.

В части РУСН 6 кВ предусматривается установка шкафов КРУ с микропроцессорными релейными блоками.

Цепи управления, автоматики, сигнализации и защиты выполняются на постоянном оперативном токе 220 В.

Управление электротехническими элементами, автоматизация и сигнализация организованы следующим образом:

дистанционное управление коммутационными аппаратами, предусматриваемое по релейным схемам с помощью малогабаритных переключателей и промежуточных реле;

применение на ГЩУ устройства измерения «по вызову»;

децентрализованное размещение релейной аппаратуры, управления и автоматики.

Размещение релейной аппаратуры, управления и автоматики предусмотрено:

для блоков генератор-трансформатор - в помещении главного щита управления и в помещении релейного щита на ОРУ 110 кВ;

для рабочих трансформаторов 110/6 кВ «1Т» и «2Т» - в помещении релейного щита на ОРУ 110 кВ;

для элементов питания собственных нужд 6 и 0,4 кВ - в шкафах распределительных устройств и местных шкафах.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Управление основными элементами схемы электрических соединений электростанции предусматривается с главного щита управления – ГЩУ.

На ГЩУ размещаются аппараты оперативного управления, контроля и сигнализации следующих элементов главной схемы:

блоков генератор-трансформатор;

рабочих трансформаторов 110/6 кВ «1Т» и «2Т»;

элементов ОРУ 110 кВ (линии электропередач, шиносоединительные и обходные выключатели 110 кВ).

На ГЩУ предусмотрена автоматическая синхронизация выключателей генераторов и точная ручная синхронизация выключателей 110 кВ блоков генератор-трансформатор; центральная аварийная сигнализация; центральная предупреждающая сигнализация.

На ГЩУ выносится сигнализация:

положения выключателей 110 кВ и выключателей генераторов блоков, а также элементов 110 кВ;

неисправностей блоков и элементов ОРУ 110 кВ;

вызовы в электротехнические устройства, работающие без обслуживающего персонала (распределительные устройства собственных нужд 6 и 0,4 кВ главного корпуса и вспомогательных сооружений).

На ГЩУ выносятся измерения электрических параметров монтажных единиц, управляемых с ГЩУ; активной и реактивной мощности генераторов блоков.

Предусмотрена автоматизация:

регулирования напряжения генератора;

синхронизации генератора;

гашения поля ротора генератора;

регулирования частоты генератора;

ввода резервного питания секций 6 кВ и 0,4 кВ собственных нужд;

регулирования напряжения на шинах щита оперативного постоянного тока;

переключения аварийного освещения;

включения наружного освещения;

включения систем пожаротушения;

повторного включения выключателей линий 110 кВ.

Предусмотрена релейная защита и автоматика на присоединениях ВЛ 110 кВ на ПС «Кентау 220/110 кВ».

Все вновь устанавливаемые микропроцессорные устройства интегрированы в существующую систему мониторинга и управления ПС «Кентау 220/110 кВ».

Учёт электроэнергии (АСКУЭ)

В качестве коммерческих приборов учёта на станции устанавливаются статические многофункциональные счётчики активной и реактивной электроэнергии, адаптированные в систему АСКУЭ. Счетчики обеспечивают учёт активной электроэнергии в классе точности 0,2S (0,5S) и учёт реактивной электроэнергии (интегрированной реактивной мощности) в классе точности 1.

В токовых цепях счётчиков устанавливаются трансформаторы тока класса точности 0,2S (0,5S).

Все приборы учёта интегрируются в существующую автоматизированную систему контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ) станции, которая обеспечивает сбор, обработку, хранение и передачу на верхний уровень, данных о выработке, расходах на собственные нужды и перетоках электрической энергии по присоединениям станции.

Автоматизированная система выполняется на основе устройства сбора и передачи данных (УСПД).

Размещение и компоновка электротехнических устройств

Блочные распределительные устройства 0,4 кВ устанавливаются в машзале в отдельных электротехнических помещениях в зданиях газовых турбин и здании паровой турбины.

Выводы генераторов выполняются комплектными токопроводами. В цепи между генераторами и блочными трансформаторами предусматривается установка генераторных выключателей.

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

Здание релейного щита имеет три этажа. На первом этаже расположены РУСН 0,4 кВ, аккумуляторная батарея, помещение щита постоянного тока и электромастерские. На втором этаже – кабельный этаж. На третьем этаже размещены помещение релейных панелей, помещение сборок и помещение аппаратуры связи.

Здание щита управления и АБК двухэтажное. На втором этаже расположены щит управления, РУСН 6 кВ, РУСН 0,4 кВ.

Установка блочных трансформаторов, отпаечных трансформаторов собственных нужд и общестанционных трансформаторов собственных нужд предусматривается в пристанционном узле.

Вдоль фронта установки трансформаторов предусматриваются пути перекатки трансформаторов.

Связь между трансформаторами и ОРУ 110 кВ выполняется гибкими связями.

В ОРУ 110 кВ предусмотрена установка элегазовых выключателей и разъединителей с двигательным приводом:

выключатели элегазовые баковые с пружинным приводом, с подогревом элегаза, на напряжение 110 кВ, ток 2500А, ток отключения 40 кА, с усиленной изоляцией;

разъединители на напряжение 110 кВ, ток 2000А, ток термической стойкости 31,5 кА, предельный сквозной ток 80 кА с усиленной изоляцией и электродвигательным приводом.

Кабельное хозяйство

Основные кабельные потоки в зданиях выполняются на открытых кабельных конструкциях. Единичные кабели прокладываются открыто с защитой их в местах возможного механического повреждения металлическими трубами.

Основные кабельные потоки в здании щита управления и в здании релейного щита прокладываются в кабельных этажах.

По ОРУ 110 кВ кабели прокладываются в железобетонных лотках.

На территории электростанции основные потоки кабелей прокладываются на кабельных эстакадах. Предусматривается защита кабелей от солнечной радиации при прокладке их открыто на эстакадах. Единичные кабели прокладываются в земле в трубах.

Силовые кабели предусматриваются в основном с медными жилами. Для неответственных токоприемников предусматриваются силовые кабели с алюминиевыми жилами. Используются кабели с оболочкой не распространяющей горение.

В кабельных этажах предусматривается система автоматического пожаротушения распыленной водой, в кабельных каналах и двойных полах предусматривается система пожарной сигнализации. Проходы кабелей через стены и перекрытия, перегородки уплотняются.

Молниезащита и заземление

Для заземления электрооборудования, устанавливаемого в зданиях, предусматривается внутренняя сеть заземления, выполняемая стальной полосой сечением 40х4 мм, а ответвления к заземляемому электрооборудованию полосой сечением 25х4 мм. Предусмотрено также использование для заземления стальных строительных конструкций, арматуры фундаментов и кабельных конструкций, присоединяемых к сети заземления.

Наружный контур заземления выполняется медной полосой сечением 30х4 мм, прокладываемой в земле, к которой подключаются электроды заземления ∅ 20 мм длиной.

Заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества. На всех протяженных металлических конструкциях и между параллельно проложенными металлическими трубопроводами при их сближении на расстоянии менее 10 см устраиваются металлические перемычки. Молниезащита гибких связей 110 кВ предусматривается тросовыми молниеотводами.

В качестве молниеприемников используются отдельно стоящие молниеотводы, металлическая кровля зданий и навесов или молниеприемные сетки.

Электрическое освещение

Для всех помещений принята система общего равномерного или локализованного освещения. При необходимости предусматривается местное освещение. В производст-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

венных помещениях выполняется рабочее, аварийное освещение и освещение безопасности.

В качестве источников света применяются газоразрядные лампы и энергосберегающие лампы.

Напряжение сети рабочего и аварийного освещения принято 380/220 В переменного тока с глухозаземленной нейтралью; напряжение сети освещения безопасности принято 220 В постоянного тока; ремонтное освещение принимается 12 В.

Осветительная нагрузка подключается к шинам РУСН-0,4 кВ. Линии освещения безопасности подключаются к панелям аварийного освещения, на которых осуществляется автоматическое включение от сети постоянного тока при отсутствии напряжения в сети 380/220 В рабочего освещения.

Сеть внутреннего освещения выполняется кабелем с медными жилами в ПВХ изоляции не распространяющей горение, с пониженным дымообразованием.

Освещение территории выполнено светильниками и прожекторами, установленными на опорах освещения, стенах и перекрытиях зданий, технологических эстакадах.

Питание сварочной сети напряжением 380 В переменного тока, а также преобразуемой с помощью понижающих и выпрямительных сварочных агрегатов сварочной сети 65 В, предусматривается от РУСН-0,4 кВ.

Системы связи и сигнализации

Телефонная связь

Автоматическая телефонная связь существующих зданий и сооружений осуществляется от мини-АТС типа Panasonic KX-TDA 200RU.

Количество занятых портов существующей АТС - 102.

Для телефонизации проектируемых зданий и сооружений предусмотрена установка дополнительного оборудования серии KX-TDA 200: платы расширения для включения внутренних и внешних линий, кроссовое оборудование.

Предусмотрена возможность включения 64 внутренних и 8 внешних линий связи.

Телефонные аппараты, устанавливаемые в зданиях и сооружениях, включаются в АТС по однопарным и многопарным комплексным кабелям через проектируемые распределительные устройства: коробки телефонные распределительные (КРТМ), боксы кабельные телефонные (БКТ).

Для распределительной сети приняты телефонные городские кабели с гидрофобным заполнением и малопарные телефонные кабели.

Для абонентской сети принимаются экранированные помехозащищенные кабели в негорючих и пламезамедляющих оболочках.

Громкоговорящая связь

Для передачи речевых сообщений используется существующий трансляционный усилитель типа ЕМС-1000. Для передачи сообщений во вновь возводимые здания предусмотрена установка громкоговорителей мощностью 6, 10, 20 Вт и уличных громкоговорителей мощностью 25 Вт.

Общая мощность устанавливаемых громкоговорителей – 630 Вт.

Для передачи сообщений в проектируемые здания предусматривается установка усилительного оборудования мощностью 650 Вт с коммутационным оборудованием. Устанавливаемое оборудование дает возможность организации до 10-ти индивидуальных зон поисковой связи с передачей сообщений с микрофонного пульта диспетчера.

Линейные сооружения

Для соединения оконечных устройств телефонной и громкоговорящей связи с проектируемыми установками связи, предусмотрено расширение линейно-кабельных сооружений связи.

Для телефонной связи предусмотрена прокладка кабелей типа ТППэпЗ и МКППэп3 необходимой емкости ко всем проектируемым и реконструируемым сооружениям, и установка распределительных устройств.

Сеть громкоговорящей связи выполнена кабелем типа ПРППМ.

Кабель прокладывается в зоны поиска индивидуально.

Автоматическая пожарная сигнализация

Система автоматической пожарной сигнализации предусматривает:

формирование звукового сигнала, при фиксации какого либо события;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

управление звуковыми оповещателями;

обнаружение несанкционированного проникновения в защищаемые помещения;

обнаружение возгорания или задымления в защищаемых помещениях;

формирование звукового сигнала, при фиксации какого либо события;

управление световыми оповещателями «Выход» при пожаре;

отключение системы вентиляции и управление инженерным оборудованием при пожаре;

передачу сигналов на пульт диспетчера.

В качестве пульта контроля и пультов управления охранной сигнализации используются пульты пожарной сигнализации, которые обеспечивают прием сигналов через приборы от автоматических пожарных, охранных и ручных извещателей. Обмен информацией между пультом и приборами производится по двухпроводной линии RS-485.

Для шлейфов охранно-пожарной сигнализации предусматривается прокладка кабеля «витая пара».

Видеонаблюдение

Согласно заданию на проектирование предусмотрена система видеонаблюдения по периметру объекта. Видеокамеры приняты цветные, с режимом день/ночь со встроенным ИК (инфракрасным) прожектором и варифокальным объективом. Видеокамеры предусмотрено установить по периметру объекта с направленностью вдоль ограждения.

Приемными устройствами системы видеонаблюдения являются 16-и канальные цифровые видеорегистраторы, которые осуществляют прием, обработку, передачу на устройства отображения и запись видеосигналов от подключенных видеокамер.

Регистраторы имеют возможность одновременной цифровой записи, наблюдения, просмотра записи, работы по сети.

Передача изображения осуществляется на ЖК-мониторы.

Для передачи видеосигналов от камер, удаленных от пункта наблюдения более чем на 100 метров предусмотрена установка комплектов - активный передатчик и приёмник, которые обеспечивают расстояние передачи цветного видеосигнала до 1500 м. по кабелю типа «витая пара». Для питания видеокамер предусмотрена прокладка силового кабеля.

Теплоснабжение, отопление, вентиляция, кондиционирование

Теплоснабжение реконструируемых и расширяемых зданий ТЭЦ-5 осуществляется от проектируемых главного корпуса ПГУ и пиковой водогрейной котельной через коллекторную.

Теплоноситель – перегретая вода с параметрами 130-70°С.

Главный корпус ПГУ. Пиковая водогрейная котельная. КРУЭ-110 кВ. Гараж на 4 легковых автомобиля

Отопление

В главном корпусе ПГУ предусмотрено водяное отопление для поддержания температуры внутри помещения 10°С.

Отопление помещения газовых турбин осуществляется с помощью воздушно-отопительных агрегатов.

В помещениях РУСН-0,4 кВ предусмотрено электрическое отопление. В остальных помещениях – водяное.

В пиковой водогрейной котельной в котельном зале предусмотрено воздушное отопление для поддержания температуры воздуха в рабочей зоне 12°С. В качестве воздушно-отопительного оборудования приняты отопительные агрегаты. Теплоноситель – перегретая вода с температурой 130-70°С.

В дымососном отделении предусмотрена водяная система отопления с местными отопительными приборами - регистрами из гладких труб.

Схема системы отопления - двухтрубная с попутным движением теплоносителя.

В гараж на 4 легковых автомобиля предусматривается водяная система отопления. В качестве нагревательных приборов принимаются регистры из гладких труб.

Трубопроводы систем отопления приняты из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Вентиляция

В главном корпусе ПГУ предусмотрена общеобменная приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением. Приток воздуха осуществляется двумя приточными установками. Вытяжка - механическая с помощью крышных вентиляторов.

Система вентиляции внутри укрытия турбины предназначена для рассеивания тепла и газов, образующихся внутри укрытия, и поставляется в комплекте с турбиной.

Для приямка, где установлены циркуляционные насосы, предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением.

В помещениях распределительных устройств предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением. Основными вредностями являются тепловыделения от оборудования. В помещениях РУ-0,4 кВ и РУ-6 кВ, где устанавливаются преобразователи частот (ЧРП), оптимальные параметры достигаются с помощью системы кондиционирования воздуха. Нагретый воздух из привода частотных преобразователей (ЧРП) циркулирует в пределах помещения. Предусмотрены установки кондиционеров шкафного типа с наружными воздушными конденсаторными блоками. Также кондиционирование воздуха предусматривается для помещений электрощитовой, ГЩУ и БЩУ и осуществляется для поддержания избыточного давления, чтобы воспрепятствовать проникновению в помещение пыли, вредных и взрывоопасных газов. Системы кондиционирования воздуха поддерживают в указанных помещениях в летний и зимний периоды условия надежной и безопасной эксплуатации оборудования.

Из помещения аккумуляторной предусмотрена механическая вытяжка воздуха с установкой рабочего и резервного вентиляторов во взрывозащищенном исполнении.

В пиковой водогрейной котельной воздухообмен в котельном зале определен из условия трехкратного обмена с учетом теплоизбытков и расхода воздуха, необходимого для горения. В дымососном отделении воздухообмен определен из условия ассимиляции теплоизбытков.

В холодный период года часть воздуха, подаваемого для горения, забирается из котельного зала и смешивается с наружным воздухом. Приток наружного воздуха осуществляется открыванием оконных фрамуг.

Для постоянного удаления воздуха из верхней зоны предусмотрена установка дефлекторов. Для обеспечения необходимого воздухообмена дополнительно предусмотрена установка в наружных стенах осевых вентиляторов (в котельном зале – взрывозащищенного исполнения).

Воздуховоды вытяжных систем предусматриваются из листовой оцинкованной стали класса «Н».

В КРУЭ-110 кВ в помещении релейного щита предусматривается кондиционирование воздуха. К установке приняты потолочные кондиционеры. В помещениях электротехнических устройств – приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением.

В гараж на 4 легковых автомобиля предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с естественным побуждением.

У ворот зданий устанавливаются воздушно-тепловые завесы.

Пункт подготовки газа

Пункт подготовки газа поставляется в контейнерном исполнение с комплектацией необходимого инженерного оборудования, включая системы отопления и вентиляции.

Водоснабжение

Существующее положение

Основной источник водоснабжения – водозабор на городском Кантагинском водохранилище. В настоящее время на площадке ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» действуют следующие системы водоснабжения:

хозяйственно-питьевой водопровод;

производственно-противопожарный водопровод.

Сети водопровода на станции эксплуатируются с 1952-53 гг., трубопроводы сильно изношены, отмечены значительные потери воды из водонесущих коммуникаций.

Вода питьевого качества используется для подпитки энергетических котлов, подпитки теплосети, на хозяйственно-питьевые нужды персонала ТЭЦ. Подача воды обес-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

печивается по циркуляционным водоводам Ø800 мм, с напором на входе на площадку ТЭЦ-5 - 40 м. Сети хозпитьевого водопровода выполнены из стальных труб Ø 50÷400 мм.

Для нужд пожаротушения, подпитки оборотной системы охлаждения и производственные нужды вспомогательных зданий и сооружений, полив зеленых насаждений и дорог служит вода из Кантагинского водохранилища. Трубопроводы производственно-противопожарного водопровода выполнены из стальных труб Ø 100-300 мм.

В настоящее время пожарная безопасность ТЭЦ обеспечена следующими существующими системами:

существующие кабельные сооружения в главном корпусе оборудованы автоматическими установками пожаротушения;

на существующем мазутном хозяйстве предусмотрено пожаротушение паром от продувочной линии;

установками пожаротушения углекислым газом.

Принятые решения

Внутриплощадочное хозяйственно-питьевое водоснабжение

Источник хозяйственно-питьевого водоснабжения сохраняется - существующее городское Кантагинское водохранилище. Существующие внеплощадочные водоводы Ø800 мм обеспечивают подачу требуемого расхода воды на хозяйственно-питьевые и производственные нужды ТЭЦ после реконструкции и расширения станции.

Воду на площадке ТЭЦ-5 предусмотрено использовать для хозяйственно-питьевых нужд персонала, подпитку котлов, теплосети, оборотной системы технического водоснабжения.

В ТЭО предусмотрены кольцевые сети хозяйственно-питьевого водопровода из полиэтиленовых питьевых труб к проектируемым и существующим зданиям и сооружениям. Запорная арматура устанавливается в колодцах из сборного железобетона.

Внутриплощадочное производственно - противопожарное водоснабжение

С реконструкцией и расширением ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» источник противопожарного водоснабжения сохраняется.

Производственно-противопожарное водоснабжение обеспечивает водоснабжение подсобно-вспомогательных зданий и сооружений, мастерских, солевых ячеек, мазутохозяйства и нужды пожаротушения ТЭЦ-5.

Расчетное количество пожаров – один (п.5.2.12 СНиП РК 4.01.02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» и п.91 ТР «Общие требования к пожарной безопасности»).

За максимальный расчетный расход принят суммарный расход воды на тушение резервуаров мазута 2х2000 м^3. Расход воды на охлаждение горящего резервуара и соседнего с ним - 38,19 л/сек (СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»). Расход воды на пенообразование - 9,06 л/сек. Общий расход воды на тушение резервуара мазута емкостью 2х2000 м^3 - 47,25 л/сек.

Для подачи требуемого расхода воды на пожаротушение основных объектов станции предусмотрены кольцевые сети противопожарного водопровода с установкой пожарных гидрантов. Расчетный расход воды и напор обеспечиваются существующими противопожарными насосами (1 - рабочий, 1 - резервный), установленными в насосной станции производственно-противопожарного водоснабжения.

Трубопроводы производственно-противопожарного водопровода выполнены из стальных труб.

Внутреннее водоснабжение

В главном корпусе ПГУ и пиковой котельной для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд и горячего водоснабжения предусмотрена сеть хозяйственно-питьевого водопровода из напорных полипропиленовых труб. Горячее водоснабжение предусмотрено от внутриплощадочных тепловых сетей и подключено по открытой схеме. Сеть выполнена из напорных армированных полипропиленовых труб.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Противопожарные мероприятия

Внутреннее пожаротушение в главном корпусе ПГУ и пиковой водогрейной котельной предусмотрено от пожарных кранов. Необходимый напор в сети при пожаре обеспечивается пожарными насосами, установленными в противопожарной насосной станции. Сеть выполнена из стальных электросварных труб.

Система пожаротушения газотурбинной установки предусмотрена с использованием углекислого газа (CO_2). Работа системы пожаротушения основана на подаче в отсеки ГТУ, где возник пожар, углекислого газа с одновременной герметизацией этого отсека для прекращения доступа воздуха. Газотурбинная установка имеет несколько отсеков, которые оборудованы общей автоматической и ручной системой подачи углекислого газа. Источником углекислого газа являются баллоны с CO_2 под давлением. Для определения запаса углекислого газа в баллонах используется специальное устройство. Пульт управления пожаротушением ГТУ расположен на щите управления ГТУ (ПГУ). Кроме того, имеются пульты управления в помещениях газотурбинной установки, по месту. На ГТУ предусмотрены обычные ручные огнетушители, которые не входят в объем поставки газотурбинной установки. Для обеспечения взрывобезопасности ГТУ оборудована системой обнаружения загазованности. Детекторы газа расположены внутри отсеков ГТУ и подключены к системе управления турбоагрегатом.

Для локализации возгораний предусмотрен аварийный слив смазочного масла из маслосистемы ГТУ в подземный резервуар объемом 30,0 м^3, расположенный на безопасном расстоянии от здания ПГУ. На трубопроводе аварийного слива масла предусмотрена последовательная установка двух запорных арматур с ручным и дистанционным приводом, последняя из которых устанавливается в безопасном при пожаре месте. Первая по ходу среды арматура (ручная) должна быть опломбирована в открытом положении. Пропускная способность трубопровода аварийного слива обеспечивает слив масла из маслосистемы за время не более 15 минут. Для предотвращения распространения огня на трубопроводе слива масла предусмотрен гидрозатвор с высотой запирающего слоя 0,5 м. Гидрозатвор расположен за второй по ходу среды запорной арматурой.

Охлаждение маслобака осуществляется стационарной установкой водяного охлаждения с ручным пуском, остальные элементы маслосистемы охлаждаются путем использования пожарных кранов, установленных на кольцевой сети внутреннего противопожарного водопровода главного корпуса.

Дренчерные установки автоматического пожаротушения предусмотрены для кабельных помещений в главном корпусе.

Орошение ферм покрытия машинного зала для вновь устанавливаемого оборудования в период пожара предусмотрено компактными струями - лафетными пожарными стволами.

Все вспомогательные здания и сооружения, где по нормам требуется внутреннее пожаротушение, оборудованы пожарными кранами.

Все здания и сооружения на промплощадке оборудованы первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями ППБ РК 2006 «Правила пожарной безопасности в Республике Казахстан».

Водоотведение

Существующее положение

Хозяйственно-бытовые и производственные стоки от зданий на площадке ТЭЦ-5 отводятся в коллекторную экскаваторного завода (КЭЗ), согласно заключенному договору между ГКП «Кентау сервис» и заводом.

В настоящее время на площадке ТЭЦ-5 эксплуатируются следующие системы водоотведения:

хозяйственно-бытовая канализация;
производственная канализация;
канализация стоков, загрязненных нефтепродуктами;
канализация засоленных стоков;
канализация стоков после химических промывок.

В хозяйственно-бытовую канализацию сбрасываются хозяйственно-бытовые стоки от главного корпуса, химводоочистки, мазутонасосной, гаража и других вспомогатель-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ных зданий. Самотечные сети хозяйственно-бытовой канализации выполнены из керамических труб Ø200 мм.

Производственные стоки самотёком направляются в насосную станцию и далее на КОС экскаваторного завода.

Производственные стоки ТЭЦ-5 от вспомогательных зданий и сооружений, включающие в себя стоки от продувки котлов, стоки от промывок оборудования, ВПУ подпитки котлов и теплосети, продувочные воды циркуляционной системы сбрасываются в существующий гидрозолоотвал.

Хозяйственно-бытовые стоки сбрасываются в канализационный коллектор экскаваторного завода.

Сети канализации на станции эксплуатируются с 1952 года, трубопроводы сильно изношены, отмечены потери стоков из канализации.

Принятые решения

Существующие системы водоотведения при реконструкции и расширении ТЭЦ-5 сохраняются.

Самотечные сети хоз-бытовой и производственной канализации приняты из полиэтиленовых технических труб. Стоки от продувки котлов, промывок оборудования, стоки ВПУ подпитки котлов и теплосети, продувочные воды циркуляционной системы поступают в производственную канализацию.

Трубопроводы стоков загрязненных нефтепродуктами сохраняются без изменения.

Аварийные маслостоки

Канализация аварийных маслостоков предназначена для аварийного отвода масла и воды, при тушении пожара, и атмосферных вод из трансформаторных ям под трансформаторами в проектируемый бак аварийного слива трансформаторного масла.

От гравийных ям проектируемых и реконструируемых трансформаторов аварийные маслостоки по проектируемым самотечным сетям из чугунных труб отводятся в проектируемый подземный резервуар емкостью 50 м^3, расположенный на площадке ОРУ-220 кВ.

Дождевая канализация

В ТЭО реконструкция сетей ливневой канализации не предусмотрена.

Промышленные ливневые стоки с территории расширения ТЭЦ отводятся в существующую сеть с дальнейшим сбросом в существующие локальные очистные сооружения. Очищенные стоки отводятся на градирню.

Самотечные сети ливневой канализации предусмотрены полипропиленовых канализационных гофрированных труб по ГОСТ Р 54475-2011.

Производственная канализация

Замасленные стоки, стоки от смыва полов из водогрейной котельной и главного корпуса ПГУ отводятся на локальные очистные сооружения.

Стоки от промывки ГТУ и паровых котлов-утилизаторов отводятся в шламонакопитель.

Стоки от продувки циркуляционных сетей, засоленные стоки от ВПУ подпитки котлов через бак-усреднитель отводятся на очистные сооружения экскаваторного завода.

Внутренняя канализация

Сеть бытовой канализации из полиэтиленовых труб высокой плотности ПВД предусмотрена для отвода стоков от санитарных приборов.

Сеть дождевой канализации из стальных электросварных труб предусмотрена для отвода дождевых и талых вод с кровли здания.

В здании водоподготовки подпитки котлов и теплосети и в здании очистных сооружений предусмотрена замена сантехнических приборов и трубопроводов.

6.9 Мероприятия по предупреждению возможных аварийных ситуаций и по ликвидации их последствий

На площадке ТЭЦ предусмотрена сеть автомобильных дорог по кольцевой схеме с тупиковыми подъездами к зданиям и сооружениям, обеспечивающая технологическую связь и противопожарное обслуживание.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Здания и сооружения на территории электростанции имеют II степень огнестойкости, кроме контейнеров газового компрессора, относящихся к III -а степени огнестойкости.

Взрыво- и пожаробезопасность зданий обеспечивается планировочными решениями с учетом категорий производств, применением материалов и конструкций с требуемой степенью огнестойкости, необходимой площадью легко сбрасываемых конструкций стен.

Комплекс мероприятий, рассчитанный на сохранение и защиту строительных конструкций от обрушения при пожаре, сводится в основном, к повышению предела огнестойкости несущих и ограждающих конструкций, к созданию огнезащитных зон и несгораемых преград, к организации необходимых проходов и надежных путей эвакуации для обслуживающего персонала.

В помещениях категории «А» (контейнеры газового компрессора) предусматриваются легкие ограждающие конструкции стен в качестве легкосбрасываемых конструкций .

Помещения категории «В» отделены одно от другого, а также от помещений категории «Г» и «Д» и от коридоров противопожарными перегородками с пределом огнестойкости 45 минут, противопожарными перекрытиями с пределом огнестойкости 45 минут и противопожарными дверями с пределом огнестойкости 45 минут.

Для зданий высотой 10 м и более от планировочной отметки земли до карниза или парапета предусматриваются выходы на кровлю.

Пожарная безопасность проектируемых объектов ТЭЦ включает инженерные противопожарные мероприятия в технологическом процессе производства, архитектурно-планировочных решениях, а также в водоснабжении, отоплении и вентиляции, электроснабжении, пожарной автоматике и других инженерных системах.

Пожарная защита проектируемых и реконструируемых зданий и сооружений, технологического оборудования обеспечивается системами обнаружения и тушения пожара:

противопожарным водопроводом;

автоматическими установками пожарной сигнализации;

установками пожаротушения углекислым газом.

Служебные и вспомогательные помещения отделены от помещений распределительных устройств стенами с пределом огнестойкости не менее 120 минут.

Все отверстия в перегородках и стенах после прокладки кабеля заделываются легкопробиваемым материалом с пределом огнестойкости не менее 45 минут и не менее огнестойкости стен и последующим оштукатуриванием цементно-песчаным раствором.

Двери электротехнических помещений, отделяющих одно помещение от другого и ведущие к эвакуационным выходам, приняты противопожарными и имеют предел огнестойкости не менее 45 минут. Электротехнические помещения (РУ), имеющие длину от 7 до 60 м, имеют по два выхода непосредственно наружу или в соседнее помещение.

Число эвакуационных выходов с этажа предусматривается не менее двух.

Число эвакуационных выходов из здания предусматривается не менее числа эвакуационных выходов с любого этажа здания, которые располагаются рассредоточено.

Двери эвакуационных выходов не имеют запоров, препятствующих их свободному открыванию изнутри. Высота эвакуационных выходов в свету принята не менее 2,0 м, ширина не менее 0,8 м.

Для повышения предела огнестойкости несущих ограждающих конструкций зданий и сооружений до нормируемых значений применяются следующие способы защиты:

1. обетонирование;
2. огнезащитные облицовки;
3. огнезащитные покрытия;
4. вспучивающиеся огнеупорные покрытия.

Для нужд пожаротушения служит вода из Кантагинского водохранилища. Трубопроводы производственно-противопожарного водопровода выполнены из стальных труб ∅100-300 мм.

В целях промышленной безопасности предусмотрены следующие инженерно-технические мероприятия.

Предусмотрено новое основное и вспомогательное оборудование, выпускаемое заводами, которые положительно зарекомендовали себя в мировой практике. Вспомогательное оборудование, выход из строя которого, может создать аварийную ситуацию, резервируется.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Устанавливается основное и вспомогательное оборудование, снабженное защитными устройствами и системами, автоматическим управление и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций.

В проекте предусмотрены мероприятия по гражданской обороне, подготовка по гражданской обороне персонала объекта проводится с учетом развития современных средств поражения и наиболее вероятных на данной территории.

6.10 Охрана окружающей среды

Для обеспечения теплоснабжением города Кентау, повышения надежности функционирования и развития тепловырабатываемых объектов и систем предусмотрена реконструкция ТЭЦ-5 с переводом ее работы с угля на природный газ газопровода «Бейнеу-Шымкент».

Воздействие на атмосферный воздух в период строительства связано с проведением сварочных и земляных, битумных, покрасочных работ, при работе спецтехники и автотранспорта, при хранении инертных строительных материалов, при погрузочно-разгрузочных работах. Источники выбросов временные и неорганизованные.

На период реконструкции санитарно-защитная зона не устанавливается (санитарно-эпидемиологическое заключение от 7 ноября 2013 года № 17-6-1189).

На период эксплуатации источниками выбросов вредных веществ являются котлы № 5-12. Отвод дымовых газов предусмотрен через трубу высотой 60 м и диаметром 3,8 м. Радиус санитарно-защитной зоны на период эксплуатации принят в 300 м (санитарно-эпидемиологическое заключение от 7 ноября 2013 года № 17-6-1189).

Расчет рассеивания приземных концентраций вредных веществ на границе санитарно-защитной зоны на период эксплуатации не выявил превышений ПДК.

Воздействие на поверхностные и подземные воды в период строительства и эксплуатации реконструируемого объекта не предусмотрено. Водоснабжение хозяйственно-питьевой водой на период строительства – привозное. Отвод сточных вод предусмотрен в септик и биотуалеты с последующим вывозом на городские очистные сооружения. На период эксплуатации водоснабжение и водоотведение осуществляется городскими коммунальными сетями РГП «Кентау Су Шар».

Воздействие на почвенный покров, растительный и животный мир при реконструкции ТЭЦ -5 не прогнозируется, планируемые работы проводятся на антропогенно освоенной территории предприятия.

Образующиеся в период реконструкции объекта производственные и твердобытовые отходы вывозятся в специализированные предприятия согласно заключенных договоров. На период эксплуатации утилизация образующихся отходов производится по утвержденной на предприятии схеме движения отходов.

По окончании строительных работ предусмотрена очистка территории от мусора и восстановление нарушенных твердых покрытий. Срез плодородного слоя почвы не предусмотрен, вследствие его отсутствия.

В целом воздействие на окружающую среду при реализации принятых проектных решений допустимое.

Раздел «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» и технико-экономическое обоснование рассмотрены и согласованы:

ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Южно-Казахстанской области» – заключение государственной экологической экспертизы на раздел ПредОВОС, письмо от 21 ноября 2013 года № 001293;

ГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан по Южно-Казахстанской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение на технико-экономическое обоснование с разделом ПредОВОС от 7 ноября 2013 года № 17-6-1189.

6.11 Институциональный раздел

ТЭЦ-5 установленной тепловой мощностью 132 Гкал/ч и электрической мощностью 12,0 МВт относится к ведению ГКП «Кентау сервис», созданное 9 июня 2011 года и включенное в местный раздел Государственного регистра субъектов естественных монополий по Южно-Казахстанской области. ГКП «Кентау сервис» является субъектом естественной монополий в сфере производства и снабжения тепловой энергии и основным по-

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

ставщиком тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения города, который обеспечивает тепловой энергией более 80% потребителей.

ГКП «Кентау сервис» обеспечивает управление проектом реконструкции и расширения ТЭЦ-5 на всем протяжении жизненного цикла, составляющего 30 лет и состоит из следующих периодов:

период проектирования (2 года);

период строительства 1-го блока ПГУ-125 МВт составит 2 года от начала финансирования инвестиционного проекта до пуска основного оборудования;

период эксплуатации 25 лет от момента пуска до окончания службы основного оборудования энергообъекта.

Каждый период жизненного цикла имеет собственные задачи.

Период проектирования - разработка и согласование проектно-сметной документации.

Период строительства включает следующие задачи:

привлечение инвестиций;
закупка оборудования;
детальный инжиниринг;
выбор подрядчиков;
организация строительства;
контроль строительства;
обучение персонала;
испытание, наладка;
пуск.

Для эксплуатации электростанции предусмотрены следующие системы обслуживания:

оперативно-эксплуатационное обслуживание;
техническое обслуживание;
ремонтное обслуживание.

Институциональная схема реконструкции ТЭЦ-5 г. Кентау

Таблица 5

№ п/п	Название участника проекта	Информация об участнике проекта	Функции участника проекта	Ответственность участника проекта
1	Администратор программы	Министерство индустрии и новых технологий РК	Определяет политику регулирования энергетического сектора, занимается техническими вопросами регулирования	Надежное функционирование систем электро- и теплоснабжения
2	Заявитель проекта	Акимат Южно-Казахстанской области	Государственный орган, осуществляющий формирование и реализацию государственной политики в сфере энергетики и коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области	Надежное функционирование систем электро- и теплоснабжения области
3	Участник Проекта (Балансодержатель в постинвестиционный период)	Администратор бюджетной программы - Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области		
4	Участник Проекта (Эксплуатирующая организация)	ГКП «Кентау сервис»	Бесперебойное обеспечение электро- и теплоэнергией потребителей	Надежное функционирование систем электро- и теплоснабжения г. Кентау
5	Участник Проекта (Подрядчик)	Определяется открытым конкурсом	Проведение строительных работ по реконструкции и расширению ТЭЦ-5	Своевременное строительство и сдача объекта

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основные функции по регулированию энергетического сектора возложены на:

Министерство индустрии и новых технологий РК (МИНТ), которое определяет политику регулирования энергетического сектора, а также занимается техническими вопросами регулирования;

Агентство РК по регулированию естественных монополий (АРЕМ), которое занимается экономическим регулированием и утверждает тарифы на производство тепла и передачу тепло- и электроэнергии.

6.12 Организация строительства

Временные здания и сооружения, площадки складирования и укрупнительной сборки расположены в пределах территории ТЭЦ-5.

Для доставки оборудования и материалов на площадку строительства предусмотрены железные и автомобильные дороги. Доставка по территории до места монтажа предусмотрена по внутриплощадочным дорогам.

Потребность строительства в электроэнергии, сжатом воздухе, воде на хозяйственно-питьевые, производственные нужды и для пожаротушения обеспечивается за счет собственных источников ТЭЦ-5.

Технические газы доставляются на стройплощадку специализированными организациями в баллонах.

Расчет продолжительности строительства выполнен в соответствии с рекомендациями СНиП РК 1.04.03-2008. Начало производства работ в IV квартале 2014 года согласно письму заказчика от 11 октября 2014 года №03-2910.

Продолжительность строительства составляет 21 месяцев, в том числе 2014 г. – 6%, 2015 г. – 56%, 2016-38%.

6.13 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-01-2002* «Порядок определения расчетной стоимости строительства на стадии технико-экономического обоснования», на основании сборников сметных цен и расценок, рабочих чертежей, спецификаций и ведомостей объемов работ.

Расчетная стоимость строительства в сметной документации определена базисно-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктов 1.5 СН РК 8.02-01-2002* служит ориентиром (в качестве максимальной цены) для планирования объема инвестиционных средств.

Расчеты выполнены с применением показателей средней базовой стоимости строительства по проектам аналогам.

При составлении расчетов использованы:

сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-17;

сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-12;

сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;

сборники сметных норм затрат на оборудование и инвентарь (СН РК 8.02-13-2004);

укрупненные сметные нормы и расценки СН РК 8.02-14-2005;

проекты-аналоги, прошедшие экспертизу и письма заказчика о реализации проектов: проект «Модельный проект внедрения электросберегающих технологий на Уральскоой ТЭЦ», заключение РГП «Госэкспертиза» от 6 июля 2005 года № 2-412/05, письмо от 4 ноября 2013 года № 1212, проект «Реконструкция 10 секционных вентиляторных градирен ст. №1-4 АО «АлЭС» ТЭЦ-3», заключение экспертизы от 19 февраля 2010 года № 02-0065/10 письмо от 31 октября 2013 года № 04.1-27/1466, проект «Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС». IIочередь. Реконструкция вентиляторных градирен ст. № 1-6» письмо от 31 октября 2013 года № 04.1-27/1466, проект «Ликвидация стоков от сооружений и оборудования АКП ТЭЦ-1 (АО «АлЭС») в поверхностный водоем

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

(ПЛК), токсичных и нефтесодержащих стоков в золотоотвал», заключение экспертизы от 20 мая 2008 года № 7-243/08 письмо за №04.1-27/1466 от 31 октября 2013 года, проект «Строительство котельной и подстанции в микрорайоне «Камаз». Строительство котельной в г. Алматы», заключение экспертизы от 29 декабря 2007 года № 7-720/07, письмо от 4 ноября 2013 года № 4.1-27/1466 проект «Газотурбинная электростанция на месторождении «Акшулак», заключение экспертизы от 23 сентября 2009 года № 01-450/09, письмо № 08-09/1087, проект «Установка турбоагрегата типа ПТ-65/75-130/13 ст.№1 АО «Павлодарэнерго», заключение от 30декабря 2010г №01-661/10, письмо за № 12-3578 от 31 октября 2013 года, проект «Расширение и реконструкция СП ТЭЦ-2, тепловых сетей и электросетевых объектов города Астана». Расширение и реконструкция СП ТЭЦ-2. Корректировка сметной документации, заключение экспертизы от 29 июля 2011г №01-268/11 письмо за № 186-09/2715 от 30 октября 2013 года, проект «Расширение и реконструкция ТЭЦ-2 с установкой котлоагрегатов ст. № 7, 8, турбоагрегатов ст. № 5, 6 и водогрейной котельной г. Астаны». Водогрейная котельная. 1 этап. Корректировка», заключение экспертизы от 10 ноября 2011 года № 01-448/11, письмо № 186-09/2715 от 30.10.2013г, проект «Расширение и реконструкция ТЭЦ-2 с установкой котлоагрегатов ст.№ 7,8, турбоагрегатов ст. № 5,6 и водогрейной котельной г. Астаны» (Насосная 1-го подъема с коллекторной, баками и трубопроводами на площадке), заключение экспертизы от 25 декабря 2008 года № 2-736/08 письмо № 186-09/2715 от 30 октября 2013 года, проект «Расширение и реконструкция ТЭЦ-2 с установкой котлоагрегатов ст.№ 7, 8 турбоагрегатов ст. № 5, 6 и водогрейной котельной г. Астаны» (к.а ст. № 7, 8 т.а ст. № 5, 6 в к. ст. № 5, 6) заключение экспертизы от 23 декабря 2008г № 2-716/08, письмо № 186-09/2715 от 30 октября 2013 года, проект «Строительство ТЭЦ -3 в г. Астане, 1 очередь» заключение экспертизы от 12 мая 2011 года № 01-146/11, письмо от 30 октября 2013 года № 186-09/2715;

перечень согласования оборудования, материалов и изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Южно-Казахстанской области» от 10 октября 2014 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5 и 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В расчетной стоимости строительства учтены:

накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению № 1 к СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;

ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % (СН РК 8.02-02-2002);

средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002);

затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002).

В соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 сентября 2007 года № 791 переход к текущей и прогнозной сметной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя на период 2013-2018гг.

Налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2%.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от расчетной стоимости строительства в текущих ценах с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

6.14 Финансово-экономический анализ

Экономическая оценка ТЭО выполнена согласно Совместного приказа Министра экономического развития и торговли Республики Казахстан от 1 июля 2010 года № 102 и Председателя Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 30 июня 2010 года № 276 «Об утверждении требований к разработке или корректировке, а также проведению необходимых экспертиз технико-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

экономического обоснования бюджетного инвестиционного и концессионного проектов» (с изменениями от 01.02.2012 г.).

В рамках данного проекта рассмотрены 4 основных варианта реконструкции и модернизации ТЭЦ-5 в городе Кентау:

Вариант 1 (основное топливо – природный газ):

реализация мероприятий по реконструкции и восстановлению существующих энергетических котлов ст. № 5-9 с учетом перевода на газ;

установка двух энергетических котлов марки Е-75/90-4 на месте демонтируемых котлов ст. №10,11,12;

установка двух турбин Т-12-3,4/0,12 в существующем машинном зале;

установленная электрическая мощность ТЭЦ - 36 МВт, тепловая - 195 Гкал/ч.

Вариант 2 (основное топливо – уголь):

реализация мероприятий по реконструкции и восстановлению существующих энергетических котлов ст. № 5-9;

установка трех энергетических котлов марки Е-35-3,9ГМ на месте ранее демонтированных котлов ст. №1-3

установка двух турбин Т-12-3,4/0,12 в существующем машинном зале;

установленная электрическая мощность ТЭЦ - 36 МВт, тепловая - 175 Гкал/ч.

Вариант 3 (основное топливо – природный газ):

реализация мероприятий по реконструкции, восстановлению и замене существующих энергетических котлов ст. № 5-12 с учетом перевода на газ и на пониженные параметры:

демонтаж существующих паровых турбин;

строительство модуля 1хПГУ-125 в отдельно стоящем здании, на площадке ранее отведенной под строительство пиковой котельной;

установленная электрическая мощность ТЭЦ - 125 МВт, тепловая - 250 Гкал/ч.

Вариант 4 (основное топливо – природный газ):

строительство новой водогрейной котельной на газе с установкой двух котлов КВ-ГМ-116-150 на месте резервного угольного склада;

демонтаж существующих паровых турбин и паровых котлов ст. № 9-12;

установленная тепловая мощность - 285 Гкал/ч.

Соответственно, расчет показателей эффективности проекта осуществляется по вышеуказанным четырем вариантам реконструкции и модернизации ТЭЦ-5 к г. Кентау.

Расчет экономических и финансовых показателей рассматривается при условиях:

Использование в качестве источника финансирования бюджетных денежных средств на безвозвратной основе, в связи с явной социальной направленностью данного инвестиционного проекта;

Расчетный период проекта составляет 25 лет, в том числе:

5 лет - инвестиционный период, включающий в себя проектные работы и работы по реконструкции и модернизации ТЭЦ-5;

20 лет - расчетный период эксплуатации.

Ставка дисконтирования принята на уровне 12%, по согласованию с Заказчиком проекта;

Валюта расчетов – тенге;

Учет инфляции;

Ставки начисления налогов взяты в соответствии с действующим налоговым законодательством Республики Казахстан.

В рамках данного инвестиционного проекта доходная часть будет формироваться за счет реализации электроэнергии и тепловой энергии. Прогнозный объём производства и реализации основной продукции в рамках данного проекта после реконструкции и модернизации ТЭЦ-5 на расчетный период принят, исходя из выполненных в работе маркетинговых исследований и технологических расчетов по каждому рассматриваемому варианту.

Тариф на электрическую энергию рассчитан исходя из необходимости обеспечения возвратности вложенных средств. Расчетные тарифы на электроэнергию для ТЭЦ-5 при выходе станции на проектную мощность определяются расчетами в финансовой мо-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

дели. Тариф на тепловую энергию принят на уровне действующего тарифа на производство тепловой энергии на существующей ТЭЦ-5.

Изменение тарифной стоимости электроэнергии и тепловой энергии приведено с учетом инфляции, что обуславливает рост стоимости тарифов на электроэнергию и тепловую энергию в течение расчетного периода.

В эксплуатационные затраты включаются затраты на топливо (уголь, мазут, природный газ), затраты на техническое обслуживание и текущий ремонт, затраты по заработной плате, затраты на прочие сырье и материалы, затраты на водоснабжение, амортизационные отчисления, налоги и другие обязательные платежи в бюджет, административно-хозяйственные расходы и расходы по реализации.

Данный инвестиционный проект характеризуется следующими финансовыми и экономическими показателями:

Таблица 6

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя			
			1 вар.	2 вар.	3 вар.	4 вар.
1	Расчетный период проекта	лет	25	25	25	25
2	Ставка дисконтирования	%	12%	12%	12%	12%
3	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. тенге	-3 673	6 587	-3 864	-9 097
4	Внутренняя норма доходности (IRR)	%	4,6%	25,5%	10,1%	1,0%
5	Дисконтированный срок окупаемости проекта	лет	не окупается	9	не окупается	не окупается
8	Тариф на электроэнергию в текущих ценах (без НДС)	тенге/ кВт*ч	8,8	8,8	8,8	8,8
9	Тариф на теплоэнергию в текущих ценах (без НДС)	тенге/ Гкал	2 730	2 730	2 730	2 730

Финансово-экономический анализ выполнен на основе проведенных при разработке ТЭО маркетинговых исследований перспектив развития рынка сбыта электроэнергии и теплоэнергии, и прогнозов стоимости на данную продукцию.

Анализ представленных в ТЭО вариантов реализации проекта наглядно показывает, что по 1, 3 и 4-му вариантам реализации проекта показатели коммерческой эффективности имеют отрицательные значения, а по 2-му варианту показатели коммерческой эффективности проекта имеют положительные значения.

Таким образом, по результатам выполненного финансового анализа, обоснования финансовой реализуемости вариантов и анализа чувствительности к реализации рекомендуется вариант 2.

При принятых в расчетах схеме финансирования и прогнозных тарифах на отпуск продукции (электроэнергии), обеспечивающих соответствующий уровень доходов, реализация проекта оценивается как эффективная.

Основными выгодами от реализации проекта являются:

обеспечение покрытия дефицита электроэнергии в южном регионе;

повышение надежности поставки электроэнергии;

создание необходимого запаса мощности;

реализация экспортного потенциала и обеспечение энергетической независимость и безопасности Республики Казахстан;

создание новых рабочих мест, как в период строительства, так и в период эксплуатации Балхашской ТЭС, что обеспечит увеличение занятости населения и будет способствовать росту денежных доходов и благосостояния населения в регионе строительства.

6.15 Социальный раздел

Реализация проекта реконструкции ТЭЦ-5 обеспечит теплом подключенных ранее потребителей без снижения надежности теплоснабжения и качества теплоносителя и обеспечит растущее теплопотребление города. Осуществление мероприятий позволит:

повысить надежность и качество теплоснабжения коммунально-бытового сектора потребителей г. Кентау и промышленности;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

сократить годовое количество сжигаемого на ТЭЦ-1 топлива за счет изменения режима ее работы с соответствующим снижением выбросов загрязняющих веществ в атмосферу города.

Реализация социально важного проекта реконструкции ТЭЦ-5 г. Кентау позволит обеспечить потребности города в качественном и надежном теплоснабжении, снизить экологическую нагрузку, повысить занятость населения на период строительства и обеспечить комфортные условия жизни населения города.

В период реконструкции и модернизации станции, численность работающих строительно-монтажных кадров составит 425 человек.

При реализации проекта численность работающих на ТЭЦ-5 увеличивается на 28 человек. При этом квалификация дополнительно привлекаемого персонала должна быть высокой, для подготовки персонала потребуется обучение на фирмах - поставщиках оборудования и на действующих предприятиях, эксплуатирующих блоки ПГУ и ГТУ (Россия и Европейские страны).

Реализация решений ТЭО реконструкции и модернизации ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» даст импульс к развитию образования в части подготовки квалифицированных кадров в области энергетики, повысит интерес молодежи к освоению инженерных специальностей теплоэнергетиков, электроэнергетиков, монтажников и строителей сложных энергетических объектов.

Охрана труда и техника безопасности

Охрана труда - система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические и другие мероприятия. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда.

Основным методом охраны труда является обеспечение техники безопасности.

На ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» ежемесячно проводится день техники безопасности, целью которого является выявление нарушений ПТЭ, ПТБ и других должностных и производственных инструкций.

В ремонтный период инспекцией станции еженедельно проводится проверка соблюдения требований ТБ бригадами подрядных организаций.

На предприятии ежегодно составляются и утверждаются:

план работы службы безопасности и труда;

план мероприятий по улучшению условий труда, промышленной санитарии, медицинского обслуживания для персонала;

план бюджета и мероприятий по безопасности и охране труда.

С завершением реконструкции и модернизации ТЭЦ-5 ГКП «Кентау сервис» на предприятии повысится производительность труда и значительно улучшатся условия труда.

7. ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых решений

Технико-экономическое обоснование «Реконструкция тепловырабатываемых объектов систем теплоснабжения города Кентау» разработано в необходимом объеме в соответствии с заданием на проектирование, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СП 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

При разработке проекта учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки ТЭО.

В ТЭО согласно имеющимся возможностям, применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, изготавливаемые на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые в ТЭО решения, с учетом внесенных изменений по п. 7.2, соответствуют государственным нормативам по санитарной, экологической, пожарной, промышленной и взрывной безопасности, охране труда, функциональному назначению.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в ТЭО в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в технико-экономическое обоснование «Реконструкция тепловырабатываемых объектов систем теплоснабжения города Кентау» внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план

1. В пояснительной записке (Раздел 7.4, Мероприятия по обеспечению сейсмостойкости зданий и сооружений) предусмотрены антисейсмические мероприятия при проектировании электросетевых сооружений и электроэнергетических объектов (Открытая установка трансформаторов, ОРУ 220 кВ, ОРУ 35 кВ, эстакады кабелей и т.д.) согласно требованиям СН РК 3.02-19-2001 «Строительство электросетевых объектов в сейсмических районах».

2. Откорректированы категории производств и степень огнестойкости для зданий и сооружений, приведенные в таблице 8.4.1 (Раздел8.4.2.Категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности и классы помещений по ПУЭ РК) в соответствии ПУЭ РК 2012.

3. Внутриплощадочные автомобильные запроектированы в соответствии со СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт» (п.п.5.1-5.2) с шириной проезжей части 6 м и 4.5 м. Покрытие автодорог асфальтобетонное.

Минимальные толщины слоев конструкции дорожной одежды приняты по СНиП РК 3.03-09-2006* табл.8.2.1.

4. Вокруг главного корпуса ПГУ и здания водогрейной котельной предусмотрен подъезд со всех сторон.

5. На территорию проектируемого ОРУ-110 кВ предусмотрено два автомобильных въезда (согласно ПУЭ) вдоль открытой установки трансформаторов и линии выключателей.

6. На чертеже генерального плана и на схеме ситуационного плана приведена роза ветров.

7. На чертеже ситуационного плана показана граница санитарно-защитной зоны – 500 м от ограждения ТЭЦ.

Конструктивные решения

8. Представлены чертежи зданий КРУЭ 110 кВ, водогрейной котельной, градирни согласно п. 4.3.8 СП РК 1.02-21-2007 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономического обоснований на строительство».

9. Откорректирована пояснительная записка, приняты фундаменты на естественном основании вместо свайных.

10. При выполнении стадии рабочих чертежей в расчете принят коэффициент надежности по ответственности согласно принятого уровня ответственности здания.

Отопление и вентиляция

11. Откорректированы нормативы для разработки ТЭО.

12. Обоснованы расчетом тепловые нагрузки, приведенные в таблице 8.5.1.1.

13. Указаны принимаемые в ТЭО трубы для систем отопления, теплоснабжения приточных установок.

14. Приведены решения по водогрейной котельной, гаражу.

15. Представлены решения по тепловым сетям.

16. Представлена схема ситуационного плана с указанием места присоединения к инженерным сетям согласно п.4.6 СП РК 1.02-21-2007.

17. На плане сетей указаны диаметры труб, протяженность сети.

Водоснабжение и канализация

Пояснительная записка

18. Увязан источник водоснабжения в пояснительной записке, на чертежах.

19. Увязаны диаметры циркуляционных водоводов на стр. 8-2 и 8-3.

20. Исключен повтор на стр. 8-5÷8-6 и 8-15÷8-16. Приведены решения по проектным решениям пожаротушения.

21. Представлены расчеты с исходными данными по определению расходов воды на пожаротушение, определения потребного напора.

22. Увязано количество противопожарных насосов, установленных в насосной станции производственно-противопожарного водоснабжения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

23. Таблица 8.4.4.1 – приведены исходные данные для определения объемов расходов воды на пожаротушение.

24. Приведены решения по пожаротушению водогрейной котельной, ОРУ, электротехнических помещений.

25. Для сети системы горячего водоснабжения предусмотрены армированные полипропиленовые трубы.

Чертежи

26. Представлена схема ситуационного плана с указанием места присоединения к инженерным сетям согласно п.4.6 СП РК 1.02-21-2007.

27. На плане сетей указаны диаметры труб, протяженность сетей.

Мероприятия по ЧС

28. Определена потребность проектируемого объекта в пожарной технике (пождепо), согласно Техническому регламенту «Общие требования к пожарной безопасности».

29. Представлена информация об основных пожарно-технических характеристиках зданий и сооружений (класс конструктивной и функциональной пожарной опасности, состав помещений, размеры в плане, количество людей и т.д.).

30. Представлены расчеты, исходные данные для определения расхода воды на внутреннее и наружное пожаротушение.

31. Представлены решения по обеспечению комплексной безопасности и антитеррористической защищенности, которые разработаны в соответствии с РДС РК 2.04-08-2009.

32. Представлен раздел «Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

33. Представлены структурные схемы пожарной сигнализации, пожаротушения и оповещения о пожаре.

34. Представлен перечень оборудования и материалов по пожарной сигнализации, пожаротушению и оповещению о пожаре.

Тепломеханическая часть. водоподготовка и топливоподача

35. В пояснительной записке представлен анализ технических рисков

36. Представлено решение единого заказчика по условиям подключения Кентауской ТЭЦ-5 к газопроводу «Бейнеу-Бозой-Шымкент», предварительные предложения по газоснабжению ТЭЦ-5, расходы газа, параметры и трассировка газопровода подтвержденные заказчиком.

37. Уточнена система теплоснабжения в г. Кентау - закрытая (Раздел 3 «Технологические решения» п.3.1 «Общие данные»).

38. В разделе 3, п.3.2 табл. 3.2.3 – откорректировано соответствие показателей работы ТЭЦ-5 за 2012 г. с представленной информацией.

39. Откорректирован показатель подпитки теплосети в летний период, который составит -100 м^3/ч.

40. Представлена информация об обеспечении подготовки воды для подпитки котлов и теплосети с учетом тепловых нагрузок на 2030 г.

41. В ПЗ предоставлены выводы по технологической части, уточнено какой из рассматриваемых вариантов (1-4) рекомендуется к реализации на основании сравнения технических и экономических характеристик.

42. По графической части: представлены компоновочные решения (планы, разрезы) вновь устанавливаемого основного и вспомогательного оборудования, принципиальная тепловая схема по всем рассматриваемым вариантам в ТЭО.

Гидротехнические решения (техническое водоснабжение):

43. Пояснительная записка дополнена принципиальными решениями согласно замечаниям.

44. Представлена схема технического водоснабжения и технические условия на сброс бытовых стоков.

Автоматизация технологических процессов

45. Пояснительная записка дополнена разделом «Автоматизация технологических процессов» в объеме:

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

полный состав автоматизируемого технологического оборудования;
обоснование выбора системы управления;
краткая характеристика системы управления;
описание размещения средств АСУТП;
ведомость оборудования АСУТП.

Электротехнический раздел, системы связи, сигнализации

46. Представлен раздел «Схема выдачи электрической мощности электростанции» в соответствии с главой 2 Электросетевых Правил Республики Казахстан.

47. Представлены решения по электроснабжению вновь сооружаемых и реконструируемых зданий и сооружений ТЭЦ-5 и отражены в пояснительной записке.

48. Представлен план площадочных сетей электроснабжения.

49. Представлены основные технические показатели по устройству сети электроснабжения.

50. Откорректирован раздел «Электротехнические мероприятия» пояснительной записки в соответствии с принятыми техническими решениями по схеме электроснабжения, электрооборудованию и электроосвещению проектируемых зданий и сооружений площадки.

51. Ссылки выполнены на действующие на территории РК нормативные документы в соответствии с «Перечнем ...» АГСК-1-2012.

52. Указаны основные технические показатели по устройству сетей связи и сигнализации. Представлен план площадочных сетей связи и сигнализации.

53. Даны указания по устройству автоматической пожарной сигнализации в зданиях и сооружениях, по устройству системы видеонаблюдения.

54. Представлены решения по организации АСКУЭ.

Охрана окружающей среды

55. При разработке стадии проект или рабочий проект получить заключение государственной экологической экспертизы Комитета экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан и согласование Комитета рыбного хозяйства Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан возмещения ущерба рыбным ресурсам озера Балхаш.

Сметная документация

56. Исключены необоснованно учтенные затраты в локальных сметных расчетах

57. В сметном расчете выполнена разбивка по годам строительства согласно расчету продолжительности строительства

58. Сметные расчеты приведены в соответствие с принятыми решениями по ТЭ.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 7

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Изменения: - снижение, + увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Установленная мощность: электрическая тепловая	МВт Гкал/ч	125 284	125 284	- -
2	Годовая выработка электроэнергии	млн. кВтч	812,5	812,5	-
3	Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВтч	765,0	765,0	-
4	Отпуск тепла внешним потребителям	тыс. Гкал	652,0	652,0	-
5	Годовой расход условного топлива	тыс.т.у.т	293,4	293,4	-
6	Общая численность персонала ТЭЦ-5 после реконструкции	чел.	397	397	-
7	Площадь участка всего в том числе: с учетом реконструируемой части резервная территория	га	19,5 17,75 1,75	19,5 17,75 1,75	- - -

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

8	Общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего, в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	13 207,347 2 556,683 10 615.267 35,397	12 972,881 2 379,078 10 560,865 32,938	- 234,466 - 177,605 - 54,402 - 2,459
9	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2013-2016 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	40 598,562 6 764,984 28 087,996 5 745,582	39 819,737 6 222,503 27 622,044 5 975,190	- 778,825 - 542,481 - 465,952 + 229,608
10	из них: 2013 г. (ТЭО, экспертиза) 2014 г. 2015 г. 2016 г.	млн. тенге		110,053 2 824,592 21 349,215 15 535,877	
11	Продолжительность строительства	мес.	21	21	-

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование «Реконструкция тепловырабатываемых объектов систем теплоснабжения города Кентау» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, по следующим технико-экономическим показателям:

установленная мощность:
электрическая - 125 МВт;
тепловая - 284 Гкал/ч;
годовая выработка электроэнергии - 812,5 млн. кВтч;
годовой отпуск электроэнергии - 765,0 млн. кВтч;
отпуск тепла внешним потребителям - 652,0 тыс. Гкал;
годовой расход условного топлива - 293,4 тыс.т.у.т;
общая численность персонала ТЭЦ-5
после реконструкции - 397 чел.;
площадь участка всего - 19,5 га,
в том числе:
с учетом реконструируемой части - 17,75 га,
резервная территория - 1,75 га;
общая расчетная стоимость строительства
в базовых ценах 2001 г., всего, - 12 972,881 млн.тенге,
в том числе: СМР - 2 379,078 млн.тенге,
оборудование - 10 560,865 млн.тенге,

общая расчетная стоимость строительства
в текущих ценах и прогнозных ценах
2013-2016 гг., всего, - 39 819,737 млн.тенге,
в том числе: СМР - 6 222,503 млн.тенге,
оборудование - 27 622,044 млн.тенге;
продолжительность строительства - 21 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Казахский Водоканалпроект» в соответствии с условиями договора от 7 декабря 2013 года № 842.

3. Заказчику во исполнение постановления Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 1135 «Об утверждении Программы по развитию казахстанского содержания в Республике Казахстан на 2010-2014 годы» на стадии проектирования максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА