ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»

ҚОРЫТЫНДЫ

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
ЖЕКЕШАРТЫНДАҒЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ

Бекітемін:

«Мемсараптама» РМК-ның
бас директоры

Б. Брежнепов

«Тараз қаласындағы энергия жүйесіне электр қуатын беру схемасы бар «Таразэнергоорталық» АҚ-ның жылу электр орталығын (ЖЭО) қайта жаңарту және кеңейту»
техника-экономикалық негіздемесі бойынша

2012 жылғы 26 сәуірдегі № 01-159/12

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Таразэнергоорталық» АҚ,
Тараз қаласы

ӘЗІРЛЕУШІ:
«Институт КазНИПИЭнергопром» АҚ,
Алматы қаласы

Астана қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕР АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ЕДЕОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»

Утверждаю:

Генеральный директор
РГП «Госэкспертиза»

Б. Ережепов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-159/12 от 26 апреля 2012 г.

по технико-экономическому обоснованию
**«Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)
АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи
электрической мощности в энергосистему»**

ЗАКАЗЧИК:
АО «Таразэнергоцентр»,
г. Тараз

РАЗРАБОТЧИК:
АО «Институт «КазНИПИЭнергопром»,
г. Алматы

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на технико-экономическое обоснование **«Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему»** выдано РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 22 ноября 2011 года № 527 и дополнительным соглашением от 6 марта 2012 года № 1 между РГП «Госэкспертиза» и АО «Институт «КазНИПИЭнергопром».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Таразэнергоцентр».

3. РАЗРАБОТЧИК: АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» (лицензия ГСЛ № 000291 от 7 апреля 1995 года, г. Актау).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции и инвестиции АО «Таразэнергоцентр».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

5.1. Основание для разработки:

– задание на разработку технико-экономического обоснования, утвержденное заказчиком от 7 апреля 2011 года;

– архитектурно-планировочное задание, утвержденное ГУ «Отдел архитектуры и строительства г. Тараз» от 1 декабря 2011 года № 371;

– постановление акимата г. Тараз о выделении во временное пользование земельного участка от 30 декабря 2004 года № 486;

– акт на право временного возмездного землепользования сроком на 25 лет для территории ТЭЦ-4, выданный Таразским городским Комитетом по управлению земельными ресурсами Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан от 1 мая 2005 года № 1245;

– договор на предоставление услуг по водоснабжению и/или отведению сточных вод между ГКП на ПХВ «Тараз Су» и АО «Таразэнергоцентр» от 10 января 2011 года;

– договор на предоставление услуг по поставке газа между Жамбылским производственным филиалом АО «КазТрансГаз Аймак» и АО «Таразэнергоцентр» от 31 декабря 2010 года № 138 и дополнительное соглашение № 4 к договору;

– письмо ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства акимата Жамбылской области» о рассмотрении в технико-экономическом обосновании трех вариантов финансирования от 12 сентября 2011 года № 03-1088;

– письмо ГКП на ПХВ «ТаразТрансЭнерго» с информацией о температурном графике отопительного сезона 2010-2011 гг. от 15 июня 2011 года № 804-05;

– письмо ГКП на ПХВ «ТаразТрансЭнерго» с информацией о температурном графике на расчетный период 2015-2020 гг. от 11 июля 2011 года № 854-05;

– протокол технического совещания по вопросам разработки технико-экономического обоснования «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему» от 19-20 мая, 9 июня, 1 июля, 16-17 августа 2011 года;

– информация по балансу энергопроизводства и энергопотребления Жамбылской области в 2007-2014 гг. ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства акимата Жамбылской области», в 2011 году;

– штатное расписание АО «Таразэнергоцентр», утвержденное Президентом АО «ТЭЦ» в 2011 году;

– протокол испытаний природного газа МГ «БГР-ТБА», март 2010 год;

– протокол испытаний природного газа МГ «Газли-Чимкент», март 2010 год;

– информация по составу природного газа на ГРС-1, выданная Жамбылским производственным филиалом АО «КазТрансГаз Аймак» от 20 июля 2011 года № 03-08-925;

– письмо АО «КазТрансГаз» по прогнозной стоимости газа для Жамбылской области в 2015 году от 30 июня 2011 года № 2-80-1399;

– письмо АО «Таразэнергоцентр» о вывозе и утилизации демонтируемого оборудования за счет средств заказчика от 9 сентября 2011 года № 3859-09;

– письмо АО «Таразэнергоцентр» с информации о существующем состоянии внешнего электроснабжения и газоснабжения ТЭЦ-4 от 11 ноября 2011 года № 4431-09;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

– решения технического совета АО «Таразэнергоцентр» о дальнейшем использовании демонтируемого оборудования химводоподготовки ТЭЦ-4 от 7 сентября 2011 года, демонтируемом оборудовании по реконструкции РУСН-6 и 0,4 кВ от 8 сентября 2011 года и от 9 сентября 2011 года;

– инженерные изыскания, выполненные АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2011 году.

Технические условия:

– Жамбылский производственный филиал АО «КазТрансГаз Аймак» от 14 июня 2011 года № 4787 на газоснабжение;

– АО «Интергаз Центральная Азия» от 13 сентября 2011 года № 2-60-2805 на присоединение проектируемого газопровода-отвода и АГРС к газопроводу-отводу ГРС-1 «Тараз».

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организаций:

– Шу-Таласский департамент экологии Комитета экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан – государственное экологическое заключение на технико-экономическое обоснование «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему» от 8 декабря 2011 года № 03-1-3027;

– Комитет государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан – санитарно-эпидемиологическое заключение по технико-экономическому обоснованию «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему» от 26 декабря 2011 года № 38;

– Департамент развития электроэнергетики и угольной промышленности – заключение отраслевой экспертизы по технико-экономическому обоснованию «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему» от 19 марта 2012 года, согласованное с Министерством индустрии и новых технологий Республики Казахстан;

– экспресс-обследование технического состояния основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-4 АО «Таразэнергоцентр», выполненное ТОО «Фирма Казэнергоналадка» в 2010 году (инв. № 2508-КЭН);

– главный архитектор г. Тараз – согласование схемы земельного участка теплоэлектроцентрали г. Тараз по улице Сыпатай батыра № 8;

– АО «Таразэнергоцентр» – перечень согласования основного оборудования варианта 1 «ПГУ -125 МВт» от 7 марта 2012 года;

– АО «Таразэнергоцентр» – заключение по технико-экономическому обоснованию «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему» от 7 ноября 2011 года;

– ТОО «Жамбылские электрические сети» – согласование «Схема выдачи электрической мощности ТЭЦ АО «Таразэнергоцентр» от 11 ноября 2011 года № 1698/09;

– АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями » – согласование «Схема выдачи электрической мощности ТЭЦ АО «Таразэнергоцент р» от 4 ноября 2011 года № 24-02-15/6260.

5.3. Использованные материалы

– «Корректировка схемы теплоснабжения г. Тараз с оценкой целесообразности строительства газопоршневой электростанции в составе АО «Таразэнергоцентр», выполненая АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2010 году;

– протокол совещания у акима Жамбылской области по презентации «Корректировка схемы теплоснабжения г. Тараз» от 8 декабря 2010 года;

– план трассы газопровода к ТЭЦ-4, согласованный с главным архитектором г. Тараз от 14 сентября 2011 года;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- письмо ГУ «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства акимата города Тараз» с информацией о численности населения по городу от 15 апреля 2011 года № 3/т-41;
- постановление Правительства Республики Казахстан о генеральном плане города Тараз Жамбылской области от 22 февраля 2010 года № 104;
- постановление Правительства Республики Казахстан о программе развития электроэнергетики до 2030 года от 9 апреля 1999 года № 384;
- Указ Президента Республики Казахстан «О Государственной программе по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 годы» от 19 марта 2010 года № 958;
- региональная Карта индустриализации, утвержденная постановлением акимата Жамбылской области от 2 июня 2010 года № 156.

5.4. Перечень документации, представленной на экспертизу

Книга 1. Пояснительная записка.

Том 1.1. Общая часть.

Том 1.2. Технико-технологическая часть.

Том 1.3. Приложения (в 2-х частях).

Книга 2. Чертежи.

Том 2.1. Генеральный план и транспорт. Технологическая часть. Водоподготовка и очистные сооружения.

Том 2.2. Топливоподача. Электротехнические чертежи. Чертежи КИПиА. Архитектурно-строительные чертежи. Отопление и вентиляция. Видеонаблюдение. Связь и сигнализация. Планирование и организация строительства.

Книга 3. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПредОВОС).

Том 3.1. Пояснительная записка и чертежи.

Том 3.2. Расчеты.

Книга 4. Сметная документация.

Том 4.1. Сводные сметные расчеты, сметные расчеты и объектные сметные расчеты.

Том 4.2. Локальные сметные расчеты.

Часть 1. Вариант 1.

Часть 2. Вариант 1А.

Часть 3. Вариант 2.

Том 4.3. Часть 1+7. Объекты-аналоги.

Том 4.4. Прайс-листы и коммерческие предложения

Книга 5. Инженерные изыскания.

Книга 6. Работы субподрядных организаций

Том 6.1. Схема выдачи электрической мощности в энергосистему.

Том 6.2. Внешнее газоснабжение.

Том 6.3. Система противопожарной автоматики и система видеонаблюдения.

5.5. Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Целью разработки технико-экономического обоснования является оценка технической возможности, экономической и коммерческой эффективности по обеспечению повышения и надежности электро- и теплоснабжения города Тараз, замена устаревшего и физически и морально оборудования на более современное, получение комбинированной выработки электроэнергии с отпуском тепла потребителям.

5.6. Маркетинг строительства объекта

Экономическое развитие города Тараз характеризуется стабильностью и устойчивой тенденцией к росту. Успешному достижению намеченных целей способствовали реализация региональных и отраслевых программ.

За последние ряд лет наблюдался рост производства промышленной продукции. Доминирующую роль в промышленности занимает обрабатывающая промышленность, значительную часть которой составляет химическая отрасль.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В соответствии с Программой индустриально-инновационного развития города Тараз предприятие ТОО «Химпром-2030» перепрофилировано на металлургическое производство с выпуском ферросплавов в объеме 100,0 тыс. тонн в год.

В целях формирования кластера «Строительные материалы» в настоящее время запущено производство «Полиалпана» – производство высокоэффективных теплоизоляционных фасадных панелей. Запущено производство пеноблоков.

Стабильно работают предприятия по производству строительных материалов, металлообработки.

В городе открыто 23 новых предприятия, где создано 246 рабочих мест. На действующих промышленных предприятиях восстановлено 653 рабочих мест.

Поступательно развивается малое предпринимательство.

В городе успешно реализуется программа жилищного строительства.

Продолжается работа по разработке генерального плана застройки города, разработана и утверждена Стратегия развития опорного города Тараз до 2015 года.

В перспективе ожидается значительное развитие г. Тараз, что повлияет на увеличение потребления тепловой и электрической энергии и мощности, особенно, промышленностью, коммунально-бытовым сектором и сферой обслуживания.

Оценка потребности в тепловой энергии

Основным поставщиком тепловой энергии в городе Тараз является АО «Таразэнергоцентр».

В энергетический комплекс АО «Таразэнергоцентр» входят два теплоисточника: теплоэлектроцентраль (ТЭЦ–4) и районная котельная (РК–4), расположенные в Восточной и Западной промышленных зонах соответственно.

ТЭЦ - 4 в эксплуатации с 1963 года.

РК - 4 в эксплуатации с 1989-1990 годов.

АО «Таразэнергоцентр» обеспечивает тепловой энергией потребителей в центральной части города и в районах, примыкающих к ТЭЦ-4 и РК-4.

Основное потребление тепловой энергии приходится на жилой сектор (~73%), остальная часть потребляется общественными организациями.

Промышленные потребители тепловой энергии отсутствуют. Действующие промышленные предприятия селитебной зоны города, Восточной и Западной промзон, которые получали тепловую энергию от ТЭЦ-4 и РК-4, в настоящее время отказались от услуг АО «Таразэнергоцентр» и решают вопросы теплоснабжения самостоятельно. Заявки на отпуск тепловой энергии промышленным потребителям у АО «Таразэнергоцентр» на ближайшую перспективу отсутствуют.

Фактическая максимально-часовая нагрузка теплоисточников АО «Таразэнергоцентр» в 2010 году составила 210 Гкал/ч, в том числе:

- ТЭЦ-4 - 119,0 Гкал/ч;
- РК-4 - 91,0 Гкал/ч.

Основная нагрузка приходится на ТЭЦ-4, отпуск тепловой энергии в год составляет 67%, от РК-4 соответственно – 33%. Общий отпуск тепловой энергии с коллекторов в 2010 году составил 633,2 тыс. Гкал.

В настоящее время по данным АО «Таразэнергоцентр» расчетные максимально-часовые тепловые нагрузки присоединенных к ТЭЦ-4 потребителей составляют 155,0 Гкал/ч.

По данным отдела архитектуры в период до 2015 года планируется, в основном, строительство нового микрорайона «Байтерек», размещаемого в зоне теплоснабжения РК-4, АО «Таразэнергоцентр».

В зоне теплоснабжения ТЭЦ-4 АО «Таразэнергоцентр» в период до 2015 года крупного строительства жилой и общественной застройки не планируется.

Согласно перечню объектов, по которым выданы технические условия на подключение к городским тепловым сетям в зоне теплоснабжения ТЭЦ-4 в период 2011-2015 годов, ожидаемый прирост тепловых нагрузок теплоисточников – 16,76 Гкал/час.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Ожидаемый прирост нагрузок

Таблица 1

Перечень потребителей подключаемых к ТЭЦ-4 в период 2011-2015 г.г.	Тепловая нагрузка, Гкал/ч
10-ти и 9-ти этажные дома на уч. «Мелькомбинат»	4,50
Жилой комплекс по ул. Дурумбетова,37	1,13
Жилой комплекс по ул. Казыбек би,173	1,62
6-ти и 8-ми этажные жилые дома по ул. Маяковского,42	2,95
Жилая застройка в микр-не «Атшабар»	5,38
8-ми этажное административное здание ул. Толе би,35	0,80
Новый корпус обл. наркодиспансера ул. Кошеней,42	0,22
Д/с № 32 ул. Рощинская,15а	0,15
Ожидаемый прирост тепловых нагрузок теплоисточников по выданным ТУ в период 2011-2015 г.г.	16,76

Прогнозный уровень расчетных максимально-часовых тепловых нагрузок ТЭЦ-4 на перспективу, принятый для разработки ТЭО по согласованию с АО «Таразэнергоцентр», приведен в таблице 2.

Прогнозный уровень расчетных максимально-часовых тепловых нагрузок

Таблица 2

Наименование	Величина, Гкал/ч
Существующая расчетная максимально-часовая тепловая нагрузка ТЭЦ-4 (по договорам)	155
Ожидаемый прирост тепловых нагрузок в зоне ТЭЦ-4 в период 2011-2015 г.г. по выданным ТУ	17
Итого ожидаемая тепловая нагрузка ТЭЦ-4 с учетом выданных ТУ (без учета потерь в тепловых сетях)	172
Потери тепла с утечками в тепловых сетях и через изоляцию (10%)	17
Итого по ТЭЦ-4	189

Прогнозный уровень расчетных максимально-часовых тепловых нагрузок ТЭЦ-4 на перспективу, принятый для разработки ТЭО по согласованию с АО «Таразэнергоцентр» - 189,0 Гкал.

В летнее время тепловая нагрузка ТЭЦ-4 принята в размере 50 Гкал/ч с учетом передачи от ТЭЦ-4 в зону РК-4 нагрузки горячего водоснабжения.

Годовой отпуск теплоэнергии от ТЭЦ-4 после реализации Проекта определяется ростом тепловых нагрузок потребителей в зоне централизованного теплоснабжения (включая летнюю нагрузку ГВС в зоне РК-4) и составит 623 тыс. Гкал/год.

Оценка потребности в электрической энергии

Энергоузлы Жамбылской области и города Тараз входят в объединенную энергетическую систему Южного Казахстана и соединены линиями электропередачи, принадлежащими Национальной электроэнергетической системе (НЭС), с другими энергоузлами Южного региона, а также с Северной зоной Казахстана.

Современный рынок электроэнергии и мощности Жамбылской энергосистемы формируются от поставок электрической энергии собственных энергоисточников, при наличии дефицита – за счет получения из Северной зоны и импорта из стран Центральной Азии.

Наибольшая доля потребления электроэнергии приходится на промышленный сектор (с учетом собственных нужд электростанций) и составляет более 60%.

Доля коммунально-бытового сектора составляет 14,5%. Доля потребления электроэнергии населением – 11,4%.

Основными производителями электроэнергии в Жамбылской энергосистеме являются:

- АО «Жамбылская ГРЭС» - 1230 МВт;
- Жамбылская ТЭЦ-4 (АО» Таразэнергоцентр») – 60 МВт.

Основными причинами дефицита электроэнергии в Жамбылской области являются:

- наличие в экономике области отраслей промышленности с высокой электроемкостью;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

– высокий уровень удельного потребления электроэнергии населением на бытовые нужды;

– неконкурентоспособность собственного производства электроэнергии.

Отпускной тариф на электроэнергию АО «Таразэнергоцентр» в 2010 году составил 5,18 тенге /кВт.ч, в 2011 году – 5,47 тенге /кВт.ч (без НДС) и увеличился на 5,6%.

Прогноз спроса на электроэнергию выполнен на основании следующей исходной информации:

– прогнозируемых макроэкономических показателей валового внутреннего продукта (ВВП), валового регионального продукта (ВРП) и численности населения, разработанных Институтом экономических исследований (ИЭИ);

– перечня намеченных к реализации проектов, финансируемых с участием институтов развития;

– перечня формируемых специальных экономических зон, парков информационных технологий, индустриальных и технопарков и кластеров.

Расчет электропотребления и максимальных электрических нагрузок выполнен в соответствии со следующими документами:

– «Программа развития единой электроэнергетической системы Республики Казахстан на период до 2010 года с перспективой до 2015 года», утвержденная приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 7 июля 2004 года № 150;

– корректировка прогнозных балансов электроэнергии и мощности в разрезе областей, регионов и Республики Казахстан в целом (приказ Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 22 мая 2006 года № 160 и от 26 июня 2007 года № 154);

– «Отраслевая программа развития электроэнергетики Республики Казахстан на 2010-2014 годы», утвержденная постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 октября 2010 года № 11-29.

Оценка прогнозного спроса на электроэнергию на период до 2020 года выполнена для двух сценариев развития экономики в соответствии с расчетными темпами роста потребления электроэнергии на основе роста промышленности, роста занятости населения, улучшения социальной сферы.

Прогноз спроса на электроэнергию Жамбылской области в перспективный период до 2020 года рассчитан по двум вариантам:

– вариант 1 (пессимистический сценарий) предполагает крайне пессимистические прогнозы в части ухудшения ситуации на мировых товарных и финансовых рынках в среднесрочной перспективе;

– вариант 2 (базовый) предполагает стабилизацию ситуации на мировых товарных и финансовых рынках.

Прогноз спроса на электроэнергию Жамбылской области в перспективный период до 2020 года по двум вариантам развития экономики характеризуется следующими показателями:

Таблица 3

2010 г.	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2020 г.	
	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2
2,87	3,12	3,3	3,5	3,9	3,8	4,3	4,1	4,5	4,3	5,0	5,5	6,8

Среднегодовые темпы роста электропотребления для двух вариантов в период до 2020 года прогнозируются следующими показателями (%):

Таблица 4

2015 г. / 2011 г.		2020 г. / 2015 г	
Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2
8,4	10,9	5,0	6,4

Прогноз максимальных электрических нагрузок Жамбылской области по двум вариантам развития экономики (МВт):

Таблица 5

2010 г.	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2020 г.	
	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2
522	530	550	580	650	630	720	680	750	720	850	950	1150

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В перспективе с ростом электропотребления и электрических нагрузок в области ожидается дефицит электроэнергии и мощности: в 2015 году дефицит может составить 1,47÷1,55 млрд. кВт часов и 220 МВт, в 2020 году – 2,05÷2,9 млрд. кВт часов и 330÷340 МВт.

Покрытие дефицита возможно покупкой электроэнергии от энергоисточников Северной зоны и импортом из стран Центральной Азии, а также за счет ввода новых генерирующих мощностей.

Ввод новых генерирующих мощностей, возможно, осуществить путем:

- реконструкции морально и физически устаревшей Жамбылской ТЭЦ-4 с заменой старого отработавшего свой ресурс оборудования на новое, отвечающего требованиям энергобережения, энергоэффективности и охраны окружающей среды;
- строительства новой электростанции с экономически эффективной технологией комбинированной выработки электроэнергии и тепла (когенерацией).

В перспективе в области планируется строительство возобновляемых источников энергии: малых ГЭС и ветростанций (ВЭС).

К 2015 году предусматривается в Сарысуском районе ввод в эксплуатацию ветровой станции «Байдибек-1» мощностью 210 МВт, на подключение которой в настоящее время выданы технические условия.

В том же районе в период 2015-2020 года планируется строительство ВЭС «Жанатас» мощностью до 400 МВт.

В Меркенском, Жаулынском, Шуском районах к 2015 году планируется строительство малых ГЭС суммарной мощностью 15 МВт.

Балансы электроэнергии и мощности города Тараз на перспективный период до 2020 года в системе АО «Таразэнергоцентр» приведены для двух вариантов экономического развития при условии строительства в системе АО «Таразэнергоцентр» ПГУ-125 МВт (2хГТУ по 47+ 1хТ-31 МВт) в таблицах 6,7 (млн. кВт час).

Баланс электроэнергии г. Тараз на период до 2020 года

Таблица 6

№ п/п	Наименование	2008	2009	2010	2015		2020	
					Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2
1	Потребление электроэнергии	430,1	401,2	481,5	717,5	840	915,5	1145,5
2	Производство электроэнергии, (Жамбылская ТЭЦ-4)	140	140	136	-	-	-	-
3	Дефицит (-), избыток (+)	**-290,1**	**-261,2**	**-345,5**	**-717,5**	**-840**	**-915,5**	**-1145,5**
4	Производство электроэнергии на предполагаемых к вводу мощностях - ПГУ – 2х47 МВт + ПТ-31/40 МВт (125 МВт).				812,5	812,5	812,5	812,5
5	Дефицит (-), избыток (+)	-290,1	-261,2	-295	95	-27,5	-103	-333

Баланс мощности г. Тараз на период до 2020 года

Таблица 7

№ п/п	Наименование	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2015 г.		2020 г.	
					Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2
1	Потребность							
	Максимум электрической нагрузки (совмещ. с ЕЭС)	91,6	90,5	107	160	185	205	260
2	Покрытие							
2.1	Установленная мощность электростанций (Жамбылская ТЭЦ-4)	60	60	60	60	60	60	60
2.2	Располагаемая мощность электростанций (Жамбылская ТЭЦ-4)	43	43	43	-	-	-	-
2.2.	Рабочая мощность (используемая в балансе), (Жамбылская ТЭЦ-4)	26	26	29	-	-	-	-
3	Дефицит (-), избыток (+)	-65,6	-64,5	-78	-160	-185	-205	-260
4	Предполагаемые вводы мощности - ПГУ – 2х47 МВт + ПТ-31/40 МВт (125 МВт).				125	125	125	125
5	Дефицит (-), избыток (+)	-65,6	-64,5	-78	-35	-60	-80	-135

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Приведенные данные показывают, что ввод генерирующей мощности на ТЭЦ-4 в системе АО «Таразэнергоцентр» в размере 125 МВт – ПГУ (2хГТУ 47 МВт+1хТ-31 МВт) позволит покрыть дефицит города в 2015 году – по электроэнергии практически полностью, по мощности на 67,5÷78 %, в 2020 году – по электроэнергии на 71÷89 %, по мощности на 48÷61 %.

В Жамбылской области в перспективный период до 2020 года с ростом электропотребления и электрических нагрузок ожидается энергодефицит, в 2015 году по электроэнергии до 1,55 МВт, по мощности порядка 220 МВт, в 2020 году соответственно: до 2,9 млрд. кВт часов и 340 МВт, для покрытия которого в энергосистеме в период 2015-2020 годов необходим ввод новых генерирующих мощностей.

Покрытие дефицита электроэнергии и мощности в регионе во всем рассматриваемом периоде будет осуществляться покупкой электроэнергии от электростанций ЕЭС Казахстана и импорта от внешних энергоисточников:

- Жамбылской ГРЭС;
- электростанций Павлодар-Экибастузского энергоузла Северной зоны ЕЭС Казахстана (Экибастузские ГРЭС);
- новых электростанций (Балхашская ТЭС);
- электростанций стран Центральной Азии.

Строительство ПГУ в составе двух ГТУ по 47 МВт и паровой турбины Т-31 МВт с комбинированным производством тепла и электроэнергии (при работе электростанции преимущественно по тепловому графику – 85,7%) позволит дополнительно выработать электроэнергию в объеме 812,5 млн. кВт часов и снизить дефицит электроэнергии в энергосистеме в 2015 году до 55%, в 2020 году – на 28÷40%.

Коммерческие риски

Коммерческие риски – это риски недополучения прибыли в результате снижения объема реализации или цены электрической энергии, недостаточная квалификация управленческого состава.

Основные мероприятия по снижению рисков:

- обеспечение нормативной надежности производства;
- внедрение современного, высококвалифицированного менеджмента в организации производства и управления;
- производственная диверсификация;
- диверсификация клиентуры;
- качество инвестиционного менеджмента;
- диверсификация поставщиков оборудования;
- повышение квалификации кадров.

Проведенные исследования показали наличие устойчивого спроса на тепловую и электрическую энергию в городе и тенденции его роста.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

Согласно технического задания на разработку технико-экономического обоснования приняты следующие основные технические решения:

- установка двух газовых турбин мощностью по 47 МВт Siemens, двух паровых котлов утилизаторов двух давлений, паровой теплофикационной турбины в новом главном корпусе парогазовой установки (ПГУ);
- размещение в новом главном корпусе ПГУ вспомогательного оборудования, включая циркуляционные насосы системы оборотного водоснабжения, сетевые насосы с частотно-регулируемым приводом, насосы рециркуляции газового подогревателя котла-утилизатора, воздушные компрессора в контейнерном исполнении, главного щита управления электростанции, блочного щита ГТУ;
- вывод из эксплуатации существующих паровых турбин ПТ-30-90/10 УТЗ ст. № 1,2 и паровых котлов БКЗ-160-100ГМ ст. № 1, 2, 3;
- строительство пункта подготовки газа с дожимными компрессорами в контейнерном исполнении для ГТУ и газорегулирующим пунктом для водогрейных котлов;
- строительство нового внешнего газопровода от АГРС-1 до ТЭЦ-4;
- строительство нового закрытого склада соли;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- строительство инженерного корпуса с проходной;
- строительство склада для хранения баллонов азота;
- замена подогревателей мазута в существующем мазутном хозяйстве;
- реконструкция существующей водоподготовки подпитки теплосети и котлов;
- реконструкция существующих очистных сооружений нефтесодержащих стоков;
- реконструкция баков-нейтрализаторов химпромывок оборудования;
- реконструкция схемы выдачи электрической мощности со строительством КРУ-110 кВ;
- реконструкция системы оборотного технического водоснабжения с установкой градирен;
- реконструкция инженерных сетей на площадке, восстановление сетей хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения, бытовой и производственной канализации;
- реконструкция испарителя для приема стоков химической промывки;
- реконструкция с заменой двух аккумуляторных баков 2х5 000 м^3;
- оснащение устанавливаемого оборудование автоматизированными системами управления АСУТП на базе микропроцессорной техники;
- установка системы видеонаблюдения и реконструкция системы связи;
- демонтаж здания службы реализации тепловой и электрической мощности;
- демонтаж здания электротехнической лаборатории;
- демонтаж здания склада мокрого хранения соли.

6.1. Мощность предприятия и номенклатура продукции

Установленная мощность ТЭЦ-4:

– электрическая	- 125 МВт;
– тепловая	- 482,5 Гкал/час;
в т.ч. ПГУ-125 МВт	- 82,5 Гкал/час.
Годовой отпуск продукции:	
– электроэнергии	- 765,0 млн. кВт. ч;
– тепловой энергии	- 623 тыс. Гкал;
в т.ч. ПГУ-125 МВт	- 498,0 тыс. Гкал.

6.2. Обеспечение предприятия ресурсами

Газоснабжение г. Тараз осуществляется из Бухарского газоносного района (БГР-ТБА). Питание городских сетей природного газа производится через шесть газораспределительных станций, сооруженных на газопроводах-отводах от магистрального газопровода БГРТ-ТБА.

Газоснабжение ТЭЦ-4 обеспечивается от АГРС-1, которая также обеспечивает газом промпредприятия Восточной промзоны, жилищно-коммунальный сектор и связана с городскими газораспределительными сетями среднего давления 0,3 МПа.

Максимальная пропускная способность АГРС-1 составляет 60 000 м^3/ч при выходном давлении 0,3 МПа. Максимальная пропускная способность газопровода к ТЭЦ-4 давлением 0,3 МПа диаметром 300 мм, проложенного по ул. Сыпатай Батыра, после реконструкции газораспределительных сетей в 2013 году составит 25 000 м^3/ч.

Газоснабжение существующих паровых (3хБКЗ-160-100ГМ) и водогрейных котлов (2хПТВМ-100, 2хКВГМ-100-150) осуществляется от газораспределительных сетей города.

Для обеспечения расчетного расхода газа ТЭЦ-4, с учетом перспективных нагрузок, предусматривается строительство подводящего газопровода давлением 1,2 МПа из стальных труб диаметром 426х8 мм с установкой АГРС непосредственно на территории существующей АГРС-1 с заменой подводящего газопровода с АГРС-1 с диаметра 325х7 мм на диаметр 530х9 мм.

Строительство газопровода давлением 1,2 МПа позволит снизить расход электроэнергии на дожимающей компрессорной ТЭЦ-4 и является максимально-возможным по условиям прокладки в городской черте.

Хозяйство резервного дизельного топлива для газотурбинных установок на площадке ТЭЦ-4 не предусматривается, при аварийном отключении подачи газа используется существующее мазутное хозяйство для водогрейных котлов.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Потребность ТЭЦ-4 в природном газе, мазуте для ПГУ-125 МВт

Таблица 8

Наименование	2010 год (отчет)	ПГУ-125 МВт 2015 год
Потребность в топливе, тыс.тут	86, 916	226,10
Газ, тыс.м^3/ч	25,000	52,00
тыс. тут/год	76,780	221,60
тыс. м^3/год	775,000	188 500,00
Потребность в мазуте, т/ч	13,500	16,10
тыс. тут/год	10,136	4,50
тыс. тнт/год	7,391	3,30

Водоснабжение ТЭЦ-4 осуществляется от общегородских сетей питьевой воды.

Водопотребление ТЭЦ-4

Таблица 9

Наименование	Ед. изм.	2010 год (отчет)	ПГУ-125 МВт 2015 год
Воды питьевого качества из горводопровода, всего в том числе: - подпитка котлов и теплосети с учетом собственных нужд ВПУ - подпитка цирксистемы - хозяйственно-бытовые нужды	тыс. м^3/год	3 350,77	10 468,56 9 069,4 1 364,43 34,73
Вода из артезианских скважин, всего в том числе: - водоснабжение вспомогательных зданий и сооружений - смыв полов водогрейной котельной - полив зеленых насаждений и дорог	тыс. м^3/год	718,6	140,35 116,51 9,84 14

Потребность электростанции в электроэнергии определяется мощностью установленных механизмов для производства и отпуска потребителям продукции, а также мощностью токоприемников, обеспечивающих соответствующие условия труда и техники безопасности на производстве.

Потребность электростанции в тепловой энергии определяется на основании расчетов потребности в тепле каждого здания и сооружения в зависимости от его назначения, условий эксплуатации и используемых систем отопления и вентиляции, с учетом потребности существующих зданий и сооружений.

Собственные нужды ТЭЦ-4 в полном объеме обеспечиваются от собственных энергоустановок с учетом необходимого резервирования.

Потребность в тепловой и электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ-4

Таблица 10

Наименование	Ед. изм.	2010 год (отчет)	ПГУ-125 МВт 2015 год
Выработка электроэнергии	млн. кВт.ч	135,908	1560
Расход электроэнергии на собственные нужды для производства электроэнергии и тепла	млн. кВт.ч	34,644	249,6
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	658	482,5
Расчетный расход тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение площадки ТЭЦ-4	Гкал/ч		6,9

6.3. Основные технико-технологические решения

Существующее положение

На ТЭЦ-4 установлено следующее основное оборудование:

- три паровых котла БКЗ-160-100ГМ Барнаульского котельного завода;
- две паровые турбины ПТ-30-90/10 Уральского турбомоторного завода;
- два котла водогрейных ПТВМ-100 Белгородского котельного завода;
- два котла водогрейных КВГМ-100-150 Дорогобужского котельного завода.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основное топливо для котлов – природный газ Бухарского и Амангельдинского месторождений, резервное – мазут марки «100».

Турбинное отделение оборудовано мостовым краном грузоподъемностью 65/20 т. К турбинному отделению примыкает помещение главного распредустройства 6 кВ (ГРУ-6 кВ).

Установка котлов - полуоткрытого типа. Укрытие котлов – шатровое с опиранием на каркас котла и деаэраторное отделение. Дымососы и дутьевые вентиляторы установлены на открытом воздухе.

Котлы БКЗ-160-100ГМ ст. № 1, 2, 3

Максимальная паропроизводительность паровых котлов на данный период варьируется в пределах 125÷135 т/ч при $t_{пв}$=135°С с обеспечением пара с $P_{пп}$=90 кгс/см^2, $t_{пп}$=515÷520°С. Ограничение паропроизводительности котлов обусловлено как перегревом пара из-за неэффективности работы установки получения собственного конденсата, так и недостатком тяги. Большие присосы в топочную камеру и газоход пароперегревателя, по опускному газоходу ВЭ, а также по газоходу ВЗП, из-за неудовлетворительного состояния его кубов, приводящего к перетоку воздуха, являются причинами повышенного сопротивления газового тракта. Практически на указанных нагрузках исчерпываются возможности дымососов. В настоящее время из-за отсутствия потребителей пара осуществляется одновременная работа не более двух котлов с нагрузкой в интервале 45÷75 % от номинальной.

Паровые турбины ПТ-30-90/10 УТМЗ ст. № 1, 2

Паровая турбина типа ПТ-30-90/10 УТМЗ номинальной мощностью 30 000 кВт предназначена для привода генератора типа ТВС-30.

Максимальный расход свежего пара равен 240 т/ч.

Номинальные параметры пара перед турбиной:

- давление свежего пара – 90 кгс/см^2;
- температура свежего пара – 535°С.

Конденсационная установка турбоагрегата состоит из конденсатора типа К2-1750-3 с поверхностью охлаждения 1750 м^2, двух конденсатных насосов типа 8КСД5×3 производительностью по 119 т/ч. Паровоздушная смесь из конденсатора отсасывается двухпоточным эжектором типа ЭП-2-400-3А.

Установленные на ТЭЦ-4 турбины ПТ-30-90/10 УТМЗ ст. № 1 и 2, начиная с 1975 г. круглогодично эксплуатируются в режиме ухудшенного вакуума.

С конца 80-х годов и по настоящее время эксплуатация турбин на ухудшенном вакууме осуществляется без регенерации – подогреватели низкого (ПНД) и высокого давления (ПВД) полностью отключены.

Выработка электроэнергии производится в чисто теплофикационном режиме и зависит от отпуска тепловой энергии.

В настоящее время промышленные потребители пара производственного отбора 8÷13 кгс/см^2 отсутствуют и регулируемые отборы пара используются:

- пар производственного отбора 8÷13 кгс/см^2 поступает в общестанционный коллектор, откуда осуществляется отпуск на собственные нужды станции: на мазутное хозяйство, в деаэраторы 6 кгс/см^2, калориферы котлов, аккумуляторные баки, эжекторы;
- пар теплофикационного отбора 0,7÷2,5 кгс/см^2 поступает в общестанционный коллектор, откуда направляется в деаэратор 1,2 кгс/см^2, на подогреватели химочищенной и сетевой воды.

Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор, где происходит его охлаждение и конденсация. Охлаждающей водой служит обратная сетевая вода. Конденсат отработавшего пара конденсатным насосом направляется в деаэраторы 6 кгс/см^2.

Эксплуатация турбин на ухудшенном вакууме без регенерации (ПНД и ПВД полностью отключены) осуществляется около 30 лет. Из-за длительного простоя подогреватели высокого и низкого давления находятся в неудовлетворительном состоянии и не пригодны для эксплуатации.

Капитальные, текущие и профилактические ремонты турбоагрегатов проводятся ремонтным персоналом станции.

Последний капитальный ремонт турбоагрегата ст. № 1 проводился в 2009 году, турбоагрегата ст. № 2 проводился в 2010 году.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Котлы ПТВМ-100 ст. № 4, 5

Пиковый водогрейный котел ПТВМ-100 рассчитан для работы на газе и мазуте и служит для несения пиковых теплофикационных нагрузок ТЭЦ.

Котел оборудован 16 реконструированными горелками ГМГ расчетной производительностью по мазуту – 800 кг/ч, по газу – 900 м^3/ч; давление газа – 0,2÷0,3 кгс/см^2.

Год ввода в эксплуатацию котлов ст. № 4 – 1974 год, ст. № 5 – 1978 год.

Теплопроизводительность котлов – 100,0 Гкал/ч каждого.

Решение на эксплуатацию сверх паркового ресурса котлов – до 2012 года.

В связи с попеременной эксплуатацией котлов на газе и мазуте с несением низких нагрузок в течение коротких периодов времени в отопительном сезоне значительных отложений продуктов горения мазута на конвективных поверхностях не отмечено.

Котлы КВГМ-100-150 ст. № 6, 7

Котел типа КВГМ-100-150 Дорогобужского котельного завода имеет П-образную сомкнутую компоновку с конвективным газоходом, служит для несения нагрузок в основном режиме. Котел оборудован четырьмя газомазутными горелками РГМГ-20.

Эксплуатация котлов ст. № 6 и 7 осуществляется с расходом воды 1350÷1500 т/ч. Гидравлическое сопротивление котлов – 3,3÷4,0 кгс/см^2. Газоплотное выполнение топки, заднего экрана и боковых стен конвективного газохода (в верхней части) из газоплотных панелей обуславливает высокую экономичность работы котлов.

Таблица 11

Технические данные	КВГМ-100 ст. № 6	КВГМ-100 ст. № 7
Год ввода в эксплуатацию	1983 г.	1987 г.
Теплопроизводительность, Гкал/ч	100	100
Давление, кгс/см^2	10 ÷ 25	10 ÷ 25
Температурный режим $^\circ$ С	70 / 150	70 / 150
Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2010 г., ч	36 361	21 546
Решение на эксплуатацию сверх паркового ресурса	до 2012 г.	до 2012 г.

Главные паропроводы, БРОУ и РОУ

Основные данные по главным паропроводам, БРОУ и РОУ

Таблица 12

Тип оборудования	Параметры рабочей среды (перегретый пар)		Длина, м	Материал (сталь марки)	Наработка с начала эксплуатации, ч, на 01.01.10 г.
	давление, кгс/см^2	температура, ^{0}С			
Главные паропроводы котлов					
Паропровод	100	540	281,8	ст.12ХМФ	243312
БРОУ и РОУ					
БРОУ	100/13	540/260	14,5	ст.12ХМФ	277754
РОУ	100/13	540/260	15,5	ст.12Х1МФ	278781

В период с 1982 по 1983 годов была проведена полная 100% замена гибов главных паропроводов.

Принятые решения

В технико-экономическом обосновании рассмотрены 3 варианта реконструкции и расширения ТЭЦ-4 АО «Таразэнергоцентр» с использованием газотурбинных, паросиловых и газопоршневых установок:

- *вариант 1 – парогазовая установка ПГУ-125 МВт:*
- 2х 47 МВт SGT-800 Siemens (газотурбинные установки),
- 2хКУ - 60/14-8/0,8-510/21 (паровые котлы-утилизаторы),
- 1хТ-31/40-8/0,8 (паровая турбина);
- *вариант 1А – парогазовая + паросиловая установки ПГУ+ПСУ-144 МВт:*
- 2х 47 МВт SGT-800 Siemens (газотурбинные установки),
- 2хКУ - 67-8,8-545 Эмальянс (паровые котлы-утилизаторы),
- 2хТ-25/30-8,8 (паровые турбины);
- *вариант 2 – когенерационная газотурбинная установка КоГТУ-94 МВт:*
- 2х 47 МВт SGT-800 Siemens (газотурбинные установки),

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- 2хКУВ-55 Гкал/ч ЭМАльянс (водогрейные котлы-утилизаторы).

Выполнены технико-экономические расчеты по укрупненным показателям с использованием паросиловых и газопоршневых установок по двум вариантам:

- *вариант 3 – паросиловая установка ПСУ-80 МВт:*
- 2хТ-40/50-8,8 ст. № 1, 2 (паровые турбины),
- Е-160-9,8 ст. № 1, 2, 3 (паровые котлы);
- *вариант 4* - газопоршневая установка *ГПУ-100 МВт:*
- 10х10 МВт 20V34SG Wartsila.

Существующие паровые котлы и турбины постепенно выводятся из работы, существующие водогрейные котлы используются для покрытия пиковых тепловых нагрузок и при аварийном отключении оборудования ПГУ.

Замена существующего оборудования ТЭЦ-4, отработавшего ресурс, на современное с использованием высокоэффективной парогазовой технологии позволит повысить надежность теплоснабжения потребителей, повысить эффективность использования топлива в условиях постоянно растущих цен на газ, сохранить сложившуюся систему теплоснабжения, обеспечить дальнейшее развитие теплоисточника за счет демонтажа выведенного из эксплуатации оборудования, зданий и сооружений для покрытия прироста тепловых нагрузок.

Для обоснования принятых решений в ТЭО рассмотрены предложения ведущих мировых производителей ГТУ, ПГУ, а также ведущих поставщиков паровых котлов, турбин, паровых и водогрейных котлов-утилизаторов СНГ.

Производителями и поставщиками оборудования предлагается поставка, как отдельных установок, так и комплектная поставка энергоблоков:

- полнокомплектного блока ПГУ-125 МВтSiemens;
- «Силового острова» ПГУ-110МВт ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»;
- строительство «под ключ» FANS, Чехия.

Представлены предложения на поставку, освоенного в промышленной эксплуатации основного оборудования, следующими компаниями:

Газотурбинные установки:
- Siemens;
- GE Energy;
- Rolls-Royce.

Паровые турбины двух давлений для ПГУ:
- ОАО «Калужский турбинный завод»;
- ОАО «Уральский турбинный завод» (имеется в номенклатуре завода).

Паровые котлы-утилизаторы двух давлений для ПГУ:
- ОАО «ЭМАльянс»;
- ОАО «Подольский машиностроительный завод».

Паровые турбины для ПСУ:
- ОАО «Калужский турбинный завод»;
- ОАО «Уральский турбинный завод».

Реконструкция и поставка паровых котлов для ПСУ:
- ОАО «Сибэнергомаш».

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

Представленные финансово-экономические расчеты подтверждают эффективность использования парогазовых установок (Вариант 1), с учетом представленных технико-коммерческих предложений поставщиков.

Для увязки всех систем ПГУ, включая АСУТП, поставка энергоблока ПГУ целесообразна одним поставщиком с уточнением субпоставщиков на тендерной основе.

<u>Технологическая схема ПГУ-125 МВт</u>

Вариант 1 - ПГУ-125 МВт разработан на базе полнокомплектного энергоблока SCC-800 2x1 CDH компании Siemens, включающего газотурбинные установки SGT-800 Siemens, паровых турбин, производства компании Siemens.

Состав основного оборудования по варианту 1 - ПГУ-125 МВт:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Таблица 14

Состав основного оборудования			
Вновь устанавливаемое оборудование			
Главный корпус ПГУ	2х 47 МВт SGT-800 Siemens	2хКУ - 60/14-8/0,8-510/215 (в комплекте Siemens)	1хТ-31/40-8/0,8 Siemens
Сохраняемое в работе оборудование			
Главный корпус ПГУ	2х 47 МВт SGT-800 Siemens	2хКУ - 60/14-8/0,8-510/215 (в комплекте Siemens)	1хТ-31/40-8/0,8 Siemens
Выводимое из эксплуатации оборудование			
Главный корпус ПСУ	2х ПТ-30-90/10 ТМЗ ст. № 1, 2	3х БКЗ-190-100 ГМ ст. № 1 ,2, 3	

Газотурбинная установка ПГУ обеспечивает выработку электрической энергии путем сжигания в ней газообразного топлива. Отработавшие в газовой турбине газы направляются в котел-утилизатор. В котле-утилизаторе тепло уходящих газов используется для выработки пара низкого давления и пара высокого давления.

Пароводяной тракт котла-утилизатора состоит из контура высокого давления (ВД) и низкого давления (НД), промперегрев отсутствует. При рассматриваемых условиях двухконтурная схема котла утилизатора является наиболее оптимальной, так как по сравнению с одноконтурной схемой обеспечивает существенный прирост КПД ПГУ (порядка 2%). Вместе с тем переход на 3 уровня давления при данных температурах выхлопных газов за ГТ дает уже значительно меньшее увеличение КПД ПГУ (менее 0,5%). При этом рост капитальных затрат (вызванный усложнением конструкций и увеличением металлоемкости КУ и ПТ, увеличением количества паропроводов, насосов и т.д.) уже не покрывается увеличением прибыли за жизненный цикл станции вследствие дополнительной выработки продукции. Такое решение является весьма распространенным и хорошо апробированным в мировой практике.

Соотношения и величины давления в контурах ВД и НД котлов-утилизаторов оптимизируются исходя из условия обеспечения максимального КПД ПГУ.

Котел оборудован газовым подогревателем конденсата (ГПК), предназначенным для подогрева конденсата, снижения температуры уходящих газов и тем самым увеличения КПД ПГУ.

Контур ГПК состоит из насосов рециркуляции конденсата, водоводяного теплообменника (ВВТО) и системы трубопроводов. Насосы рециркуляции предназначены для поддержания температуры конденсата на входе в ГПК не менее 60°С для предотвращения возникновения низкотемпературной коррозии поверхности нагрева ГПК.

ВВТО устанавливается для более полной утилизации тепла путем нагрева частью конденсата сетевой воды.

Контур низкого давления включает в себя барабан низкого давления (НД) со встроенным деаэрационным устройством, испаритель низкого давления (НД), пароперегреватель низкого давления и систему трубопроводов.

Деаэрация может производится в отдельно устанавливаемом деаэраторе или во встроенном деаэрационном устройстве барабана НД.

Циркуляция пароводяной смеси в испарителе низкого давления (ИНД) осуществляется за счет естественной конвекции, что позволяет отказаться от циркуляционных насосов.

Полученный в испарителе НД пар низкого давления перегревается в пароперегревателе низкого давления ППНД и по паропроводу направляется в секцию низкого давления паровой турбины, а также в коллектор собственных нужд.

Контур высокого давления включает в себя питательные электронасосы высокого давления (ПЭН ВД), водяной экономайзер (ВЭ), барабан высокого давления (БВД), испаритель высокого давления (ИВД), пароперегреватель высокого давления (ППВД) и систему трубопроводов.

Питательная вода из БНД при помощи ПЭН ВД направляется в ВЭ и далее поступает в БВД.

Пар высокого давления генерируется в ИВД, циркуляция воды в котором осуществляется за счет естественной конвекции.

Полученный в ИВД пар высокого давления перегревается в ППВД и по паропроводу поступает в секцию высокого давления паровой турбины.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

С котла-утилизатора блока ПГУ перегретый пар высокого и низкого давлений поступает в паровую турбину двух давлений, где потенциальная энергия перегретого пара преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора турбины. Ротор турбины соединен валом с электрическим генератором, который вырабатывает электрическую энергию.

Отработавший пар из паровой турбины направляется в конденсатор, где происходит его конденсация. После чего конденсатными насосами направляется в котел-утилизатор.

Паровая турбина оснащена регулируемым теплофикационным отбором, нужное давление в котором поддерживается поворотной диафрагмой.

Подпитка пароводяного цикла станции осуществляется обессоленной водой, подготовленной на ВПУ.

Обессоленная вода впрыскивается в паровое пространство конденсатора паровой турбины, где происходит ее первичная деаэрация.

Для возможности сброса паровой нагрузки от котлов-утилизаторов при аварийном останове паровой турбины, при наборе необходимых параметров пара контуров высокого и низкого давлений котла-утилизатора, на трубопроводах высокого и низкого давлений должны быть установлены быстродействующие редукционные установки (не входят в объем поставки ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС») высокого и низкого давлений, производительность которых рассчитана на пропуск максимального расхода пара в конденсатор. Для охлаждения пара на БРОУ ВД подается питательная вода из коллектора питательной воды высокого давления, а на БРОУ НД – конденсат от конденсатных насосов. Для дальнейшего снижения параметров пара после БРОУ на входе в конденсатор установлены дроссельно-увлажнительные устройства (ДУУ) НД и ВД.

Отпуск тепловой мощности от ПГУ осуществляется сетевой водой по температурному графику 110-70°С.

Теплофикационная установка ПГУ обеспечивает покрытие тепловых нагрузок потребителей до 82,5 МВт, включая теплофикационный отбор турбины 70 Гкал/час и водоводяной подогреватель системы утилизации тепла уходящих газов котла-утилизатора – 7,5 Гкал/час.

Состав оборудования теплофикационной установки одного блока:

- основной подогреватель сетевой воды горизонтальный (ПСГ);
- охладитель конденсата ПСГ - пластинчатый теплообменник;
- два конденсатных насоса;
- водоводяные теплообменники (ВВТО) котла-утилизатора пластинчатого типа.

Подогрев сетевой воды осуществляется параллельно двумя потоками: первый – в ВВТО, второй - в охладителе конденсата и основном подогревателе сетевой воды. Далее оба потока объединяются и направляются в тепловые сети. Низкий температурный график теплосети 110-70°С позволяет подавать сетевую воду в теплосеть от ПСГ турбины.

Греющей средой для нагрева сетевой воды в ВВТО является основной конденсат, нагретый в контуре ГПК. Греющей средой для нагрева сетевой воды в основном ПСВ является греющий пар теплофикационного отбора.

Параметры пара теплофикационного отбора зависят от температуры прямой сетевой воды в соответствии с температурным графиком и регулируются диафрагмой турбины. Конденсат из основного ПСГ поступает в охладитель конденсата ПСГ. В охладителе конденсата ПСГ сетевая вода, нагреваясь, охлаждает конденсат греющего пара, что позволяет дополнительно повысить эффективность блока. Охлажденный конденсат конденсатными насосами ПСГ направляется в линию основного конденсата и затем в котел-утилизатор.

Схемой предусмотрен подогрев сетевой воды, поступающей с напора сетевых насосов ПГУ (не входят в объем поставки с ПГУ).

В случае выхода из строя ВВТО предусмотрена возможность пропуска полного расхода сетевой воды через охладитель конденсата ПСГ и основной ПСГ.

Резервирование тепловой мощности ПГУ будет обеспечиваться существующими водогрейными котлами ТЭЦ-4.

Подогрев сетевой воды предусматривается в сетевых подогревателях турбины и существующих пиковых водогрейных котлах, работающих параллельно.

Подача сетевой воды производится существующими сетевыми насосами, установленными в водогрейной котельной, и сетевыми насосами с частотным регулированием, установленными в помещении ГТУ. Резервирование обеспечивается сетевыми насосами в каждой группе.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Подпитка теплосети производится по существующей схеме с использованием существующих вакуумных деаэраторов 2хДВ-800 и существующих подпиточных насосов, установленных в подпиточной насосной.

Запас подпиточной воды обеспечивается в трех аккумуляторных баках 3х5000 м^3, два из которых подлежат замене, как не соответствующие требованиям безопасности.

Охлаждение всех вспомогательных существующих и проектируемых систем производится проектируемой оборотной системой технического водоснабжения с градирнями.

Подача газа к газотурбинным установкам производится от АГРС-1 по проектируемому внешнему газопроводу с сооружением на площадке ТЭЦ-4 пункта подготовки газа с дожимной общестанционной компрессорной. Устанавливаются три дожимных компрессора в контейнерном исполнении, включая один резервный.

Для подачи газа от проектируемого внешнего газопровода к существующим водогрейным котлам в пункте подготовки газа предусматривается газорегулирующий пункт.

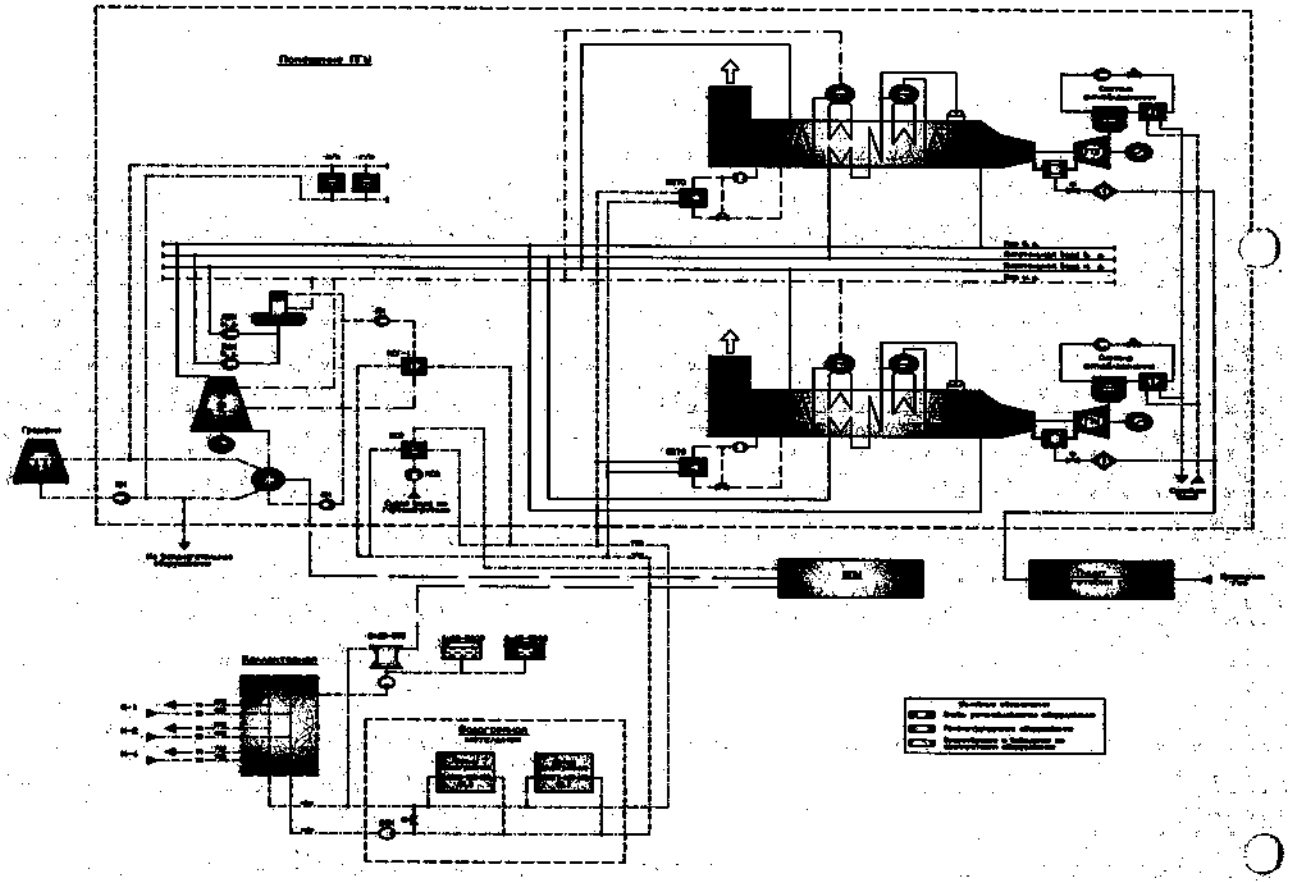

Рис. 1. Принципиальная тепловая схема ПГУ-125 МВт

Компоновочные решения главного корпуса ПГУ

Энергоблок ПГУ-125 МВт в составе двух газотурбинных установок, двух паровых котлов – утилизаторов и одной паровой турбины со вспомогательным оборудованием устанавливаются в закрытом помещении нового главного корпуса ПГУ, предусмотренного со стороны временного торца существующего главного корпуса на месте не действующей системы ливнестоков. Это позволяет выполнять реконструкцию ТЭЦ-4 с использованием существующих мощностей до ввода нового энергоблока.

В главном корпусе ПГУ предусмотрены следующие отделения:

- машинное отделение газотурбинных установок и паровой турбины;
- котельное отделение водогрейных котлов-утилизаторов;
- блок электротехнических помещений и щита управления.

В постоянном торце машзала ПГУ и котельном отделении размещается общестанционное вспомогательное оборудование, включая установки антиобледенения и охлаждения ГТУ, питательные насосы низкого и высокого давления котлов-утилизаторов, сетевые и циркуляционные насосы, насосы и подогреватели сырой воды, воздушные компрессоры в контейнерном исполнении.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Ремонт ГТУ производится с помощью специальной кран-балки грузоподъемностью 5 т (входит в комплект поставки ГТУ).

Паровая турбина обслуживается мостовым краном грузоподъемностью 50/12,4 т. Вспомогательное оборудование постоянного торца обслуживаются кран-балкой грузоподъемностью 10 т.

В каждом отделении помещения ГТУ предусмотрены автомобильные въезды.

В двухэтажном блоке электротехничесих устройств габаритами 15,0х48,0 м размещается главный и блочный щиты управления, РУСН, помещения аккумуляторных батарей.

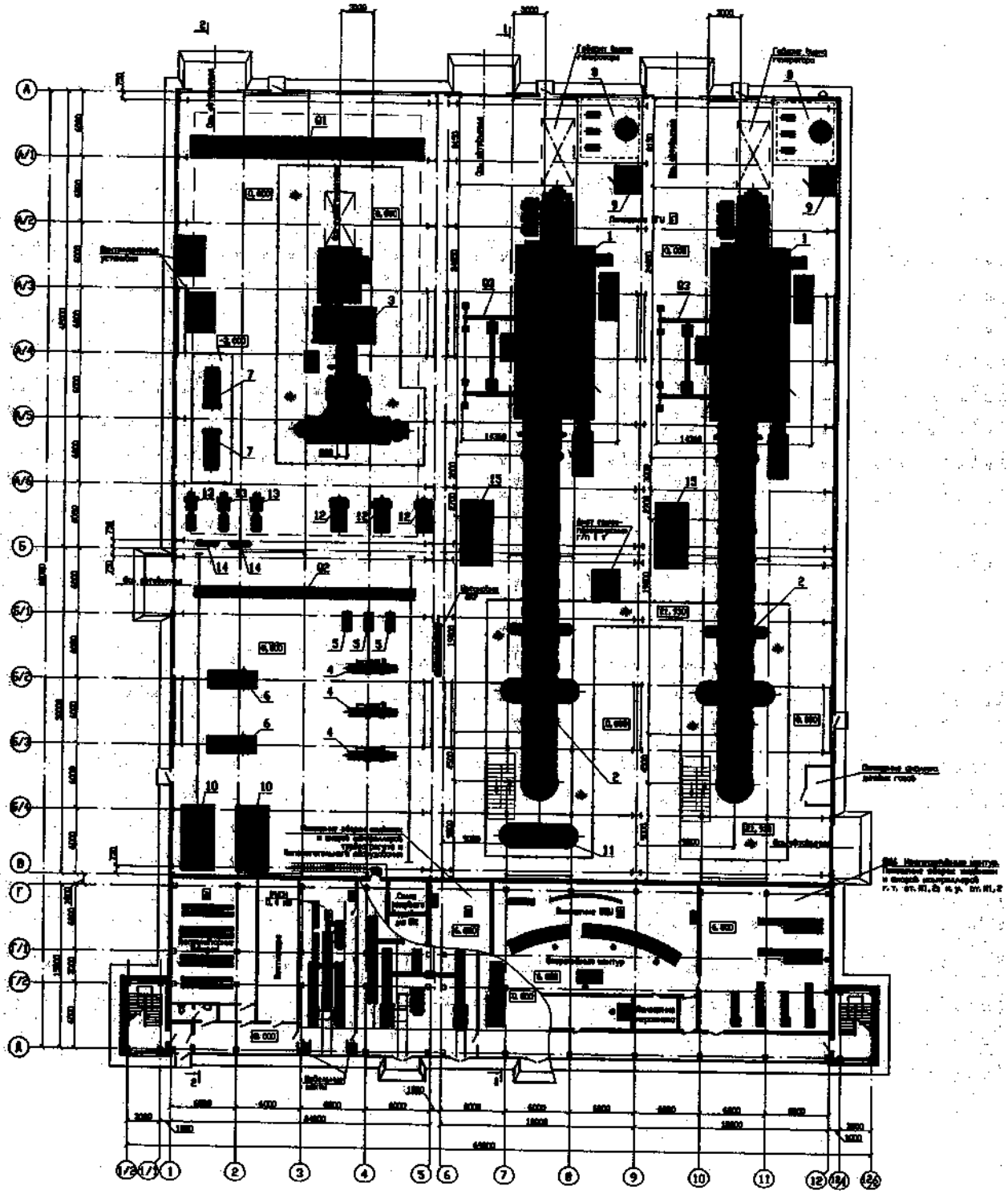

Рис.2. Компоновка главного корпуса ПГУ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Балансы тепла и пара

Расчет тепловых балансов выполнен с учетом тепловых нагрузок зоны ТЭЦ-4 189 Гкал/час на расчетный период – 2015 год с учетом технических предложений различных компаний по газотурбинному и паротурбинному оборудованию. Расчет тепловых балансов ТЭЦ-4 выполнен для четырех характерных режимов при температуре наружного воздуха:

- наиболее холодной пятидневки - минус 26°С;
- средней наиболее холодного месяца - минус 5,2°С;
- средней отопительного периода - минус 1,2°С;
- летний режим.

Аварийный режим с учетом допустимого снижения подачи теплоты потребителям до 88% (п.5.4 МСН 4.02-02-2004) обеспечивается существующими водогрейными котлами.

Расчет балансов выполнен при следующих исходных данных:

- режим работы ТЭЦ круглосуточный по тепловому графику;
- система горячего водоснабжения - открытая для потребителей ТОО «Тепловые сети» и закрытая для теплично-парникового хозяйства;
- температурный график теплосети 95-70°С для потребителей ТОО «Тепловые сети» и 130-70°С со срезкой до 108°С для теплично-парникового хозяйства;
- продолжительность отопительного периода со средней суточной температурой наружного воздуха ≤8°С - 167 суток.

Покрытие тепловых балансов ТЭЦ-4 г.Тараз

Таблица 15

	ПГУ-125 МВт
Тепловые нагрузки, Гкал/ч	
I режим, - 26°С	189
III режим, - 1,2°С	106
Лето	52
Источники	
Теплофикационные установки, Гкал/ч	
I режим, - 26°С	76,7
III режим, - 1,2°С	82,5
Лето	52
Водогрейные котлы, Гкал/ч	
I режим, - 26°С	119
III режим, - 1,2°С	23
Лето	0
Электрическая мощность, МВт	
I режим, - 26°С	138
III режим, - 1,2°С	130
Лето, тепловой график	78
Лето, электрический график	132
Расход топлива, тыс.м³/ч	
I режим, - 26°С	52
III режим, - 1,2°С	36
Лето, тепловой график	19,1
Лето, электрический график	31
Доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении	1,58

Результаты выполненного баланса:

- устанавливаемое оборудование обеспечивает комбинированную выработку электроэнергии и тепла в течение отопительного периода;
- доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении с ПГУ в 2 раза превышает аналогичный показатель в варианте ПСУ, в 1,7 раза – в варианте КоГРУ с водогрейными котлами-утилизаторами, 1,18 раза – в варианте ПТУ;
- тепловая нагрузка водогрейных котлов в расчетном – 1 режиме составляет 80-121 Гкал/ч, в средне отопительном (третьем) режиме - 0÷31 Гкал/ч;
- недоиспользование эффекта комбинированной выработки наблюдается в вариантах ПГУ (23 -31 Гкал/ч), что подтверждает возможность установки еще одного блока ПГУ в перспективе при увеличении базовой нагрузки на 40-50 Гкал/ч;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- выполненные балансы подтверждают необходимость использования парогазовых установок при реконструкции и расширении ТЭЦ-4.

Технологическая схема

Основное оборудование парогазовой установки (ПГУ) будет работать по полному циклу, т.е. газовые турбины – котлы утилизаторы – паровая турбина.

Атмосферный воздух через фильтры и шумоглушитель системы забора воздуха направляется на всас компрессора газовой турбины, сжимается и подается в ее камеры сгорания.

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

Образующиеся в камерах продукты сгорания направляются в газовую турбину, где расширяясь, производят работу, используемую для привода компрессора и электрического генератора.

После ГТУ газы поступают в паровой котел-утилизатор, затем газы через газоход 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. Система регенерации у паровой турбины не предусматривается. 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) и, далее, потребителям.

Для обеспечения нормальной работы ГТУ предусматриваются вспомогательные системы:

- система подачи топлива;
- система антиобледенения;
- система охлаждения;
- система смазки;
- система очистки компрессора;
- система сбора промывочной воды дренажей и пр.

Схема выдачи электрической мощности в систему

В соответствии со схемой выдачи электрической мощности ТЭЦ АО «Таразэнергоцентр» выдача мощности расчитана на напряжение 110 кВ, для чего предусмотрено:

- строительство КРУЭ 110 кВ;
- сооружение захода-выхода двухцепной ВЛ 110 кВ «ЖГРЭС – ПС Запчасть» на КРУЭ 110 кВ ТЭЦ протяженностью 2х1 км;
- перезаводка существующей одноцепной ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – ПС Южная» (Л-113) на КРУЭ 110 кВ;
- демонтаж существующей ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Северная» (Л-118) с подключением ПС «Северная» к ВЛ 110 кВ (Л-127) «Запчасть – Центральная» и установкой на ОРУ 110 кВ ПС «Северная» секционного выключателя 110 кВ;
- демонтаж существующего ОРУ 110 кВ с подключением существующих присоединений к КРУЭ 110 кВ.

Вспомогательное оборудование

Вспомогательное оборудование реконструируемой ТЭЦ-4 условно можно разделить на несколько групп.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

К первой группе относится вспомогательное оборудование газовых турбин, котлов-утилизаторов, паровой турбины, энергетических котлов, которое является неотъемлемой частью этих установок и входит в их комплект поставки.

Ко второй группе относится вспомогательное оборудование заказываемое отдельно, в рамках разрабатываемых по технико-экономическому обоснованию технологических схем.

К третьей группе относится существующее вспомогательное оборудование ТЭЦ, которое сохраняется в работе.

Предусматривается установка нового вспомогательного оборудования, относящееся ко второй группе:

- сетевые насосы;
- 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;
- подвесные краны грузоподъемностью 10 т для ремонта насосного оборудования;
- грузопассажирские лифты грузоподъемностью 1 т для ремонта и обслуживания котлов-утилизаторов.

После реконструкции ТЭЦ-4 сохраняется в работе следующее существующее вспомогательное оборудование:

- сетевые насосы;
- подпиточные насосы;
- вакуумные деаэраторы с паровыми эжекторами.
- три существующих бака-аккумулятора сетевой воды емкостью по 5 000 м^3 из которых два заменяются на новые.

Организация и механизация ремонтных работ

На ТЭЦ-4 имеется и сохраняется собственная ремонтная инфраструктура и ремонтные подразделения. Для выполнения специальных видов работ предусматривается привлечение ремонтного персонала подрядных организаций и специалистов фирм-изготовителей основного оборудования.

Система планово-предупредительных ремонтов предусматривает проведение капитальных, средних и текущих ремонтов во время остановки агрегатов, при отключении их от всех трубопроводов и коммуникаций.

Объем технического обслуживания, периодичность и продолжительность всех видов ремонтов устанавливается в инструкциях, правилах и нормативно-технических документах.

Проведение капитальных ремонтов основного оборудования предусматривается через 4÷6 лет.

Для механизации ремонтных работ в существующем главном корпусе, главном корпусе газотурбинных установок, вспомогательных зданиях и сооружениях предусматриваются мостовые и подвесные краны (в т.ч. используются существующие), передвижные тали, грузопассажирские лифты, переносные средства механизации ремонтных работ и прочее.

Обслуживание открытых сооружений, площадок складирования и прочих объектов предусматривается с помощью передвижного кранового оборудования. Для этого объекты оснащаются подъездными автомобильными дорогами.

Компоновка основного и вспомогательного оборудования во всех зданиях и сооружениях станции обеспечивает возможность монтажа, демонтажа и замены отдельных узлов оборудования, трубопроводов, арматуры и пр.

Размеры ремонтных площадок обеспечивают возможность раскладки сборочных единиц, узлов и деталей оборудования, размещение инвентарных кабин, ремонтных приспособлений, оснастки и материалов.

Для проведения ремонтных работ внутри топок котельных агрегатов, бункеров используются специальные приспособления, подвесные люльки, леса и т.д.

В некоторых зонах на отметках котлоагрегатов для обеспечения ремонтных работ предусматриваются расширенные площадки обслуживания.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Снабжение ремонтных площадок главного корпуса, а также вспомогательных зданий, кислородом и газом для производства сварочных работ и резки металла предусматривается от баллонных установок и переносных ацетиленовых газогенераторов. Для снабжения пневмоинструмента сжатым воздухом предусматриваются стационарные централизованные разводки от компрессорной станции и применение передвижных компрессоров. Предусматриваются, также централизованные электрические разводки для электроинструмента, электросварочных работ и низковольтного освещения.

Грузопотоки по территории ТЭЦ-4 организованы за счет достаточного количества автомобильных и железных дорог, которые подходят ко всем основным и вспомогательным зданиям и сооружениям: зданию водогрейной котельной, сооружениям топливно-транспортного хозяйства, насосным, водоподготовке, мастерским, складам и пр.

Здания и сооружения имеют автомобильные и железнодорожные въезды, которые находятся в зонах действия стационарного грузоподъемного оборудования или передвижных грузоподъемных средств и напольного транспорта (погрузчиков, тележек).

Система топливоснабжения

Система газоснабжения

В систему газоснабжения ТЭЦ входят следующие объекты:

- внешнее газоснабжение - подводящий газопровод (от АГРС-1 до территории ТЭЦ) диаметром 400 мм, Р= 1,2 МПа;
- отключающее устройство с электроприводом (управляемое с Блочного Щита Управления) с укрытием от воздействия погодных факторов;
- пункт подготовки газа (ППГ);
- газопроводы Р=2,8÷3,0 МПа к блокам ПГУ;
- газопровод Р=0,07 МПа до точки подключения к существующему коллектору топливного газа водогрейных и паровых котлов.

Внешнее газоснабжение

Газоснабжение г. Тараз осуществляется природным газом из Бухарского газоносного района (БГР-ТБА). Питание городских сетей природным газом производится через шесть газораспределительных станций АГРС-1, АГРС-2, АГРС-2а, АГРС-3, АГРС-4 и АГРС «Ильич», сооруженных на газопроводах-отводах от МГ БГР–ТБА.

ТЭЦ-4 потребляет природный газ в пределах 25,0 тыс.м³/час в пиковый зимний период. Подводящий газопровод среднего давления 0,3 МПа к ТЭЦ-4 проложен по ул. Сыпатай батыра диаметром 325х6 мм. Максимальная пропускная способность АРГС-1 составляет 60 000,0 м³/час при выходном давлении Рраб=0,3 МПа и обеспечивает потребности города. АГРС-1 не обеспечит необходимый объем газа для потребления ТЭЦ-4 после расширения. На основании технических условий, выданных АО «ИЦА» от 13 сентября 2011 года № 2-60-2805 для газоснабжения ТЭЦ-4 предусматривается два варианта поэтапного строительства газопровода.

Первый вариант:

– первый этап строительства - установка блочной АГРС на площадке существующей АГРС-1 с пропускной способностью -100,0 тыс. м³/час с подводящим газопроводом высокого давления 1,2 МПа до территории ТЭЦ-4;

– второй этап строительства - замена газопровода – отвода диаметром 325х7 мм от точки врезки в магистральный газопровод «БГР-ТБА» на газопровод диаметром 530х9 мм с пропускной способностью до 160,0 тыс.м³/час.

Второй вариант:

– первый этап строительства - установка блочной АГРС непосредственно возле точки врезки в газопровод-отвод диаметром 325х7 мм от магистрального газопровода «БГР-ТБА» с подводящим газопроводом высокого давления 1,2 МПа до территории ТЭЦ-4;

– второй этап строительства - замена существующего газопровода-отвода диаметром 325х7 мм от магистрального газопровода «БГР-ТБА» только до врезки АГРС с установкой тройника на газопровод-отвод диаметром 530х9 мм, после тройника оставить существующую трубу диаметром 325х7 мм с пропускной способностью -160,0 тыс.м³/час.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

При рассмотрении вариантов технических решений приоритетным остается первый вариант. Главным направлением этого варианта является использование современных материалов строительства подводящего газопровода из стальных труб, которые имеют эксплуатацию до 30 лет, установка АГРС на одной площадке с АГРС-1, снимает проблемы по подводящими сетям и дорогам по обслуживанию АГРС.

Существующий газопровод от МГ до территории АГРС-1 предусмотрен из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78 из стали Г1СУ ТУ 14-3-721-78, с заводской усиленной изоляцией диаметром 325х7 мм. Трубопровод введен в эксплуатацию более сорока лет назад. Расчеты показывают, что техническое состояние существующего трубопровода без его реконструкции не обеспечит производительность более 60,0 м³/час при проектных давлениях в начале газопровода-отвода до 5,4 МПа. Расчетно принимается замена трубы на участке от МГ «БГР-ТБА» до новой АГРС с увеличением диаметра до 530х8 мм, что обеспечит пропускную способность до 160 000 м³/час.

Замена газопровода-отвода на АГРС-1 предусматривается от точки присоединения к МГ «БГР-ТБА» до точки врезки в АГРС-1. Газопровод-отвод PN 5,4 МПа запроектирован из электросварных спиралешовных труб диаметром 530х9 мм с трехслойным заводским антикоррозионным покрытием.

Проектная производительность газопровода-отвода и АГРС приняты на основании расчетных данных основного по потреблению газа подключаемой ТЭЦ-4 после расширения. Диаметр трубы, принятой для газопровода-отвода обеспечивает пропуск необходимого расхода газа. Поэтому с учетом возможных колебаний газопотребления производительную мощность проектной АГРС принята на уровне 100 000 нм³/час с учетом серийных мощностей заводского изготовления блочных АГРС.

В технико-экономическом обосновании принята автоматизированная газораспределительная станция «Снежеть-100», изготовитель ОАО «Брянский завод металлоконструкции и технологической оснастки». Станция блочно-модульного исполнения с выходным давлением до 0,3; 0,6; 1,2 МПа производительностью от 1 000 м³/час до 500 000 м³/час с входным давлением 5,4; 7,5 МПа. АГРС состоит из нескольких блок-боксов. Технологический блок-бокс состоит из отдельных функциональных узлов: очистки газа, подогрева газа, коммерческого учета газа, редуцирования коммерческого газа: редуцирования газа на собственные нужды; контроля параметров на выходе из станции.

В блок – котельной смонтирована котельная установка, состоящая из газовых отопительных котлов, обеспечивающая подогрев всего газа, проходящего через АГРС «Снежеть-100» и отопление помещений АГРС. КПД системы подогрева не ниже 92%. Управление работой блока подогрева обеспечивается собственной системой автоматики.

Отключающее устройство

В качестве отключающих устройств предусматриваются шаровые краны подземного исполнения с пневмогидравлическим приводом, исполнение с концами под приварку по ТУ26-07-1435-35, с блоком управления ЭПУУ-6 типа 11 лс (6) напряжение 24 В. Завод изготовитель ОАО «ТяжпромАрматура» г. Алексин Россия.

Повороты в горизонтальной и вертикальной плоскостях по трассе газопровода запроектированы гнутыми отводами «ОГ» радиусов 5Ду по ТУ 102-488-85* производства ОАО «Трубодеталь».

На трубопроводе также предусматривается изолирующая вставка, обеспечивающая электрическую изоляцию катодно-защищенного объекта от катодно-незащищенного объекта и позволяет значительно уменьшить опасность коррозии, вызванной воздействием блуждающих токов. Изготовляется по ТУ 1469-027-05015070-01 заводом изготовителем ДОАО «Оргэнергогаз», г. Москва. Все пересечения газопровода через автодороги предусматриваются в стальных футлярах по ГОСТ 10704-91, на одном конце футляра предусматривается вытяжная свеча.

Для механической защиты и электрической изоляции изоляционного покрытия газопровода, на газопроводе устанавливаются диэлектрические изолирующие кольца «спейсеры». Спейсеры обеспечивают электрическую изоляцию между двумя трубами, устойчивость к химической коррозии, давлению, механическим и термическим ударам. Спейсеры устанавливаются на стальных трубопроводах через каждый метр.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Пункт подготовки газа (ППГ)

На ТЭЦ предусматривается установка ППГ, который включает в себя:
- пункт учета расхода газа с фильтром-сепаратором и измерительным комплексом;
- газорегуляторный пункт для водогрейных и паровых котлов;
- газодожимную компрессорную станцию для ПГУ или ГТУ;
- 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.

Газорегуляторный пункт (ГРП) предназначен для подготовки топливного газа к сжиганию в водогрейных и паровых котлах с требуемыми характеристиками:
- снижение давления с 1,2 до 0,07 МПа;
- обеспечение расхода до 35 000 нм^3/ч.

ГРП блочный - представляет собой металлический утепленный бокс контейнерного типа, установленный на раму.

Контейнер разделен газонепроницаемой перегородкой на технологическое и отопительное отделения, вход в которые осуществляется через индивидуальные двери.

Блок-бокс ГРП включает в себя:
- входной коллектор с присоединительным фланцем диаметром 150 мм, к которому подключаются две нитки редуцирования газа диаметром 150 мм (одна нитка рабочая, вторая – в резерве), с показывающими приборами измерения давления и температуры газа на входе;
- линию топливного газа с газовым фильтром, регулятором давления газа и вихревым счетчиком-расходомером;
- выходной коллектор с присоединительным фланцем диаметром 600 мм.

Каждая нитка редуцирования включает в себя:
- арматуру на входе (шаровые краны);
- клапаны предохранительно-запорные;
- регулятор давления газа с системой управления и передающим датчиком состояния регулятора;
- отсечные клапаны безопасности с импульсами от датчиков, срабатывающие при превышении максимального выходного давления после регуляторов и резком снижении давления (при утечке газа);
- выходные участки с переходами диаметром 150/600 мм, шаровыми кранами, манометрами и сбросными свечами.

Категория блок-боксов по взрывопожароопасности – "А". Контейнер ГРП оснащен искробезопасным освещением, пожарной сигнализацией и сигнализацией загазованности, вентиляцией, электроотоплением, дверными и технологическими проемами, проходами для обслуживания, системой пожаротушения.

На газотурбинные установки требуется газ в количестве около 28 500 нм^3/ч с давлением около 2,9 МПа. Для обеспечения этих параметров в ППГ предусматривается установка трех дожимных компрессорных станций с пропускной способностью 14 250 нм^3/ч каждая, две из которых в работе, одна - в резерве. Компрессорная установка предназначена для подготовки газа к сжиганию в ПГУ с требуемыми характеристиками:
- повышение давления газа от 1,2 до 2,8÷3,0 МПа;
- обеспечение расхода газа-до 28 500 нм^3/ч.

Каждая газовая компрессорная установка размещается в утепленном металлическом боксе, установленном на раму.

Компрессорная станция включает в себя следующие основные элементы:
- блок компрессора;
- блок подготовки газа;
- блок маслоснабжения;
- блок подготовки воздуха;
- приводной электродвигатель;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- блок автоматики;
- узлы замера расхода, давления, температуры на линиях низкого и высокого давления;
- электротехнические устройства.

Управление и контроль за работой компрессора осуществляется с Блочного Щита Управления ПГУ с возможностью дублирования по месту.

Для сбора дренажей (газового конденсата) от газовых фильтров - сепараторов предусматривается надземная дренажная емкость объемом 10 м^3, расположенная в ограде ППГ.

Газопроводы Р=2,8÷3,0 МПа к блокам ПГУ. Газопровод Р=0,07 МПа до точки подключения к существующему коллектору топливного газа водогрейных и паровых котлов.

После газовых компрессоров газ направляется к газовым турбинам (по газопроводу диаметром 200 мм), а после ГРП - к водогрейным и энергетическим котлам (по газопроводу диаметром 800 мм). Газопроводы прокладываются по эстакаде на высоких опорах. Газопроводы подлежат молниезащите и заземлению, а также снабжаются дренажными трубопроводами, воздушниками и продувочными трубопроводами с площадками для обслуживания арматуры.

Продувка газового оборудования и газопроводов предусматривается инертным газом (азотом). Две баллонные установки на десять 40-литровых баллонов с азотом, с разводкой трубопроводов, запорными и дроссельными устройствами размещаются в отдельном выгороженном продуваемом холодном помещении с размерами 3,2х2,8х3,0 м.

Оголовки продувочных газопроводов (свечи) расположены согласно Требованиям промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов Республики Казахстан.

Мазутоснабжение

Резервным топливом для водогрейных котлов ТЭЦ является топочный мазут. Мазут поступает на ТЭЦ в цистернах по железной дороге. Мазутное хозяйство предназначено для приема, хранения и подготовки мазута к сжиганию, а также для бесперебойного снабжения подогретым и отфильтрованным мазутом в количестве, определяемом нагрузкой ТЭЦ, и с необходимыми давлением 3,0 МПа и температурой 100÷120°С.

Мазутное хозяйство состоит из:

- приемно-сливного устройства с железнодорожной сливной эстакадой на 14 цистерн емкостью 60 м^3 каждая;
- трех надземных резервуаров емкостью: № 4 V=5 000 м^3, № 5 и 6 V=2х10 000 м^3;
- трех подземных резервуаров № 1, 2, 3 – V=3х3 000 м^3;
- мазутонасосной с площадками теплообменников.

В объем реконструкции мазутного хозяйства входит замена двух основных и двух рециркуляционных теплообменников без изменения существующей схемы мазутоснабжения.

Водоподготовка

Существующее положение

Существующая водоподготовка ТЭЦ предназначена для обеспечения подпиточной водой энергетических котлов Р≤10,0 МПа и тепловых сетей, работающих по тепловому графику 110-70°С, по открытой схеме горячего водоснабжения и при нагреве сетевой воды в сетевых подогревателях и водогрейных котлах.

Водоподготовка ТЭЦ состоит из двух водоподготовительных установок (ВПУ):

- ВПУ подпитки котлов;
- ВПУ подпитки теплосети.

В качестве исходной воды на ВПУ подпитки котлов и теплосети подается вода питьевого качества из городского водопровода. Предварительный подогрев исходной воды не предусмотрен.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ВПУ подпитки котлов

Схема работы: полное двухступенчатое химическое обессоливание, амминирование обессоленной воды. Раствор аммиака (0,8-1,0%) подается насосами-дозаторами на всас насосов обессоленной воды.

Проектная производительность установки 273 м^3/ч, фактическая в пределах 6+25 м^3/ч.

Оборудование морально и физически устарело.

ВПУ подпитки теплосети

Проектная схема установки: 100% натрий-катионирование, снятие избыточной карбонатной щелочности подкислением серной кислотой. Производительность установки 1600 м^3/ч.

Фактическая схема работы комбинированная: в зимнем режиме - натрий-катионирование 30% потока, обработка антинакипином ОЭДФК 70% потока. В летнем режиме – обработка антинакипином всего потока подпиточной воды (натрий-катионитовые фильтры отключены). Смешение потоков воды происходит в трубопроводах. Баки химочищенной воды с насосами на ВПУ отсутствуют.

Фактическая производительность в зимнем режиме до 900 м^3/ч, в летнем – до 400 м^3/ч.

Оборудование морально и физически устарело.

Склад реагентов

На ТЭЦ эксплуатируются:

- склад соли (отдельно стоящий, полуоткрытый, подземный);
- склад жидких реагентов (кислоты, щелочи, аммиака).

Склад соли предусмотрен для «мокрого» хранения соли и состоит из подземных железобетонных ячеек полуоткрытого типа. От склада соли к зданию водоподготовки выполнена подземная прокладка трубопроводов (крепкого раствора соли, воды, пара). Процесс выгрузки соли не механизирован, соль в ячейки загружается вручную.

Хранение жидких реагентов предусмотрено в резервуарах, расположенных частично в здании ВПУ, частично на открытой площадке.

В состав склада жидких реагентов входят:

- склад хранения прекурсоров, оборудованный в соответствии с требованиями Приказа Министерства внутренних дел Республики Казахстан от 16 февраля 2001 года № 141;
- склад хранения тринатрийфосфата;
- горизонтальные резервуары едкого натра и серной кислоты по 32 м^3, 4 шт. (в отдельном помещении здания ВПУ);
- вне помещения на открытой площадке – баки хранения серной кислоты 200 м^3 и 113 м^3, горизонтальные резервуары едкого натра 2х30 м^3 и аммиачной воды 3х32 м^3.

Вспомогательные установки

Коррекционная обработка питательной воды выполняется раствором аммиака (дозируется на всас насосов обессоленной воды в здании ВПУ).

Для обработки котловой воды используется раствор тринатрийфосфата и концентрированная щелочь (40-42%).

Химическая промывка оборудования проводится при необходимости техническим моющим средством (ТМС) в соответствии с анализами на удельную загрязненность поверхностей нагрева (800-1000 г/м^2) и состоянием металла труб. Стоки после химпромывок сбрасываются на испарительную площадку (за последние 10 лет химпромывки не проводились).

Консервация водогрейных котлов проводится химочищенной водой, энергетических котлов – обессоленной водой без дренирования.

Циркуляционная система – оборотная, через бассейн градирни. Предусмотрена возможность продувки цирксистемы в городскую канализацию. Проводятся профилактические мероприятия с применением таблеток «деохлор», для предотвращения зарастания градирни водной растительностью («цветение воды»).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

На станции действуют следующие аттестованные лаборатории, расположенные в здании ВПУ:

- центральная лаборатория;
- экспресс-лаборатория ВПУ.

В состав центральной лаборатории входят:

- водная лаборатория;
- лаборатория контроля масла;
- топливная лаборатория.

Экспресс-лаборатория в котельном цехе отсутствует, анализы выполняются в экспресс-лаборатории ВПУ.

Лаборатория охраны окружающей среды отсутствует, анализы уходящих газов выполняют в топливной лаборатории.

Оборудование и приборы лаборатории частично требуют замены.

Принятые решения

Система горячего водоснабжения сохраняется открытой, температурный график теплосети 110-70°С.

Сохраняется источник исходной воды – городской водопровод.

В ТЭО предусматривается:

- ВПУ подпитки котлов;
- ВПУ подпитки теплосети;
- строительство закрытого склада соли;
- реконструкция существующей установки очистки нефтесодержащих стоков;
- реконструкция существующих баков-нейтрализаторов химических промывок.

В ТЭО было рассмотрено несколько фирм, поставляющих оборудование ВПУ:

- компания «Jurby Water Tech» (JWT), Великобритания, представительство в городе Москве;
- фирма «Nursu Plus», Казахстан, г. Алматы;
- ЗАО НПП «Объединенные Водные технологии», г. Москва.

С учетом технических показателей, полноты состава оборудования и его стоимости, а также с учетом опыта проектирования на нескольких объектах Республики Казахстан (г. Уральск, г. Алматы, г. Астана) приняты схемы, с использованием технологии и оборудования компании «Jurby Water Tech», Великобритания (заводы-изготовители оборудования расположены в Литве).

<u>ВПУ подпитки теплосети</u>

Схема ВПУ подпитки теплосети выбрана комбинированной, с учетом сезонности характера 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.

Исходная, подогретая в главном корпусе до 20-25°С, водопроводная вода проходит механическую фильтрацию на самопромывных фильтрах для удаления твердых частиц, возможно попавших из системы водопровода. Установка самопромывных фильтров состоит из блоков гидроциклонных фильтров типа Azud Helix Automatic.

Далее фильтрованная вода проходит следующую обработку:

- в зимнем режиме, при включенных водогрейных котлах, умягчение на натрий-катионитовых фильтрах (33% потока подпиточной воды) и обработка оставшихся 67% потока антинакипином (ОЭДФК), подщелачивание общего потока после смешивания;
- в летнем режиме, при отключенных водогрейных котлах, обработка всего потока антинакипином (ОЭДФК), подщелачивание.

Умягчение воды происходит на противоточных натрий-катионитовых фильтрах по технологии АПКОРЕ (противоточная регенерация восходящим потоком). Специально для этой технологии АПКОРЕ компания «Дау Кемикал», США, разработала и поставляет на рынок серию монодисперсных ионообменных смол с гранулометрическими, физико-механическими и кинетическими свойствами. Свойства противоточной технологии АПКОРЕ обеспечивают по сравнению с традиционной прямоточной технологией:

- уменьшение количества эксплуатируемых фильтров;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- уменьшение расхода реагентов;
- увеличение рабочей обменной емкости фильтра (за счет свойств ионитов и возможности почти полностью заполнять фильтр ионитом);
- уменьшение расхода воды на собственные нужды и, следовательно, уменьшение количества сточных вод;
- качество обработанной воды при одноступенчатом противоточном фильтровании не уступает качеству воды, чем при двухступенчатом прямоточном фильтровании.

Вывод фильтра на регенерацию осуществляется по трем параметрам:

- по проскоку «жесткости» – контролируется автоматически на выходе из установки жесткомером (тестомат);
- по количеству умягченной воды;
- по превышению перепада давления через фильтр - подается звуковая и световая сигнализация оператору «необходимо отмыть катионит».

Установка контролируется автоматически по программе контроллера фирмы «Siemens». Смола регенерируется 8-10% раствором соли (NaCl). Раствор соли готовится из насыщенного 26% раствора методом прямого разбавления в инжекторе.

В зимнем режиме умягченная вода после натрий-катионитовых фильтров и вода, обработанная антинакипином, подается в бак сбора химочищенной воды и далее насосами вода перекачивается в деаэраторы подпитки теплосети. Производительность установки 625 м^3/ч, из них 206 м^3/ч – расчетное количество умягченной воды после натрий-катионитовых фильтров.

В летнем режиме вся подпиточная вода обрабатывается антинакипином и далее подается на деаэраторы подпитки теплосети (минуя бак химочищенной воды). Производительность установки 1450 м^3/ч.

Предусмотрена корректировка pH подпиточной воды теплосети щелочью.

<u>ВПУ подпитки котлов</u>

Для ВПУ подпитки котлов предлагается обессоливание с использованием мембранной технологии – две линии (каждая состоит из двух последовательных ступеней) обратного осмоса производительностью по 16 м^3/ч каждая.

В качестве исходной воды используется: водопроводная вода (летом) и умягченная (зимой, при работе 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 около 1-2% солей содержащихся в исходной воде. Степень извлечения пермеата около 75%.

Концентрированный поток (концентрат) отводится в городскую канализацию через бак-усреднитель. Электропроводность пермеата и концентрата измеряются кондуктометрами.

Во время работы, в установленные промежутки времени, автоматически производится промывка мембран (сброс определенного количества воды в линию концентрата).

Для предохранения от гидроударов насосные группы установки оснащены частотным регулированием, устройствами плавного пуска.

Пермеат после установки обратного осмоса поступает в емкости обессоленной воды (баки обессоленной воды). Емкости оборудуются датчиками положения верхнего, нижнего и текущего уровня.

Управление установкой обратного осмоса происходит от датчиков уровня, установленных в емкости, под управлением контроллера фирмы «Siemens».

Установка обратного осмоса оснащена контрольно-измерительными приборами в необходимом объеме.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

С целью предотвращения отложения солей на мембранах обратного осмоса во время простоя в резерве, в алгоритме управления установкой, предусмотрен режим последовательного включения модулей обратного осмоса в работу. Периодичность переключений - 8-12 часов.

Пермеат после баков обессоленной воды насосами подается в деаэраторы подпитки котлов.

На подпитку паровых котлов низкого давления пермеат подается насосами по отдельной линии.

Предусмотрена корректировка pH обессоленной воды щелочью (уточняется при пуско-наладке и эксплуатации установки).

Мероприятия по сокращению стоков ВПУ

В целях сокращения стоков ВПУ предусматривается следующее:

- использование на ВПУ теплосети фильтров, работающих по принципу противотока с сокращенными расходами реагентов и сокращенным выходом стоков;
- использование концентрата обратного осмоса для регенерации натрий-катионитовых фильтров.

Компоновка оборудования ВПУ

Проектируемое оборудование ВПУ подпитки котлов и теплосети размещается в существующем фильтровальном зале здания водоподготовки ТЭЦ на месте недействующих демонтируемых фильтров.

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

Склад мокрого хранения соли

Проектируемый отдельно стоящий закрытый склад соли предусмотрен для приема и хранения поваренной соли в подземных железобетонных ячейках в "мокром" виде.

Доставка соли на склад предусматривается железнодорожным транспортом, процессы разгрузки соли механизированы.

Склад жидких реагентов сохраняется существующий.

Вспомогательные установки

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

- 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.

Для парового котла низкого давления предусматривается:

- предпусковое щелочение и эксплуатационные реагентные промывки;
- консервация котлов консервирующими реагентами, создающими защитную пленку (комплексонами).

Автоматизированная система управления по технологическим процессам

Система управления электростанцией включает 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;
- аккумуляторные баки 3х5000 м^3;
- коллекторная теплосети (реконструкция);
- узлы коммерческого учета на М-1; М-2 и М-4 (существующие);
- водоподготовка подпитки котлов и теплосети;
- бак-усреднитель;
- склад соли (демонтаж, новое строительство);
- пункт подготовки газа (ППГ);
- установка хранения баллонов азота;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- градирни;
- установка очистки нефтесодержащих стоков;
- баки-нейтрализаторы кислотной промывки;
- системы отопления, вентиляции и канализации;
- распределительные щиты.

Автоматизированная система управления (АСУТП) проектируется как базовая система управления выработкой и распределением тепло – и электроэнергии.

Система контроля и управления обеспечивает:

– сбор и обработку данных технологического процесса;
– управление и регулирование;
– расчет и оптимизацию;
– 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.

Система управления электростанцией имеет связь с вышестоящей системой управления с целью передачи информации на диспетчерские пункты.

Данные общего характера системы ПиГ (пожара и газа) передаются на главный и блочный щиты через АСУТП.

Сигналы замеров системы контроля выбросов с дымовыми газами передаются посредством кабельных сигналов 4÷20 мА в АСУТП.

Уровни управления электростанцией:

– станционный уровень – главный щит управления электростанцией (ГЩУ);
– блочный уровень управления - блочный щит управления (БЩУ);
– уровень управления агрегатами - АСУТП ГТ № 1, 2, АСУТП КУ, АСУТП ПТ с автоматизированными рабочими местами (АРМ) на БЩУ;
– уровень локального управления – местные щиты:

местный щит пункта подготовки газа, куда входят системы коммерческого учета газа, системы управления дожимающих компрессоров, ГРП;
местный щит градирни;
местные щиты водоподготовки;
местный щит очистных сооружений;
распределительные устройства;
местные щиты вентиляционных установок;
местный щит системы мониторинга выбросов.
уровень индивидуального управления.

Технические средства для каждого уровня автоматизации предусмотрены, чтобы они могли работать при отказе более высокого уровня автоматизации.

Для решения задач станционного уровня создаются следующие системы управления:

- система управления элементами главной электрической схемы ТЭЦ;
- система аварийного останова общестанционного оборудования;
- ПиГ - система пожаротушения и обнаружения газа;
- система коммерческого учета тепла (интегрируется в АСУТП).

На БЩУ предусматриваются:

- операторская станция начальника смены;
- аварийный пульт управления;
- операторские станции оперативного персонала (машинистов турбин и котлов);
- операторская станция инженера АСУТП (для обслуживания ПТК АСУТП);
- операторская станция для инженера-метролога (для автоматизированного управления метрологическими функциями системы).

На уровне локального управления осуществляются программы логического управления, основное регулирование, защита.

Пунктами управления локального уровня являются:

- блок управления пункта подготовки газа (включая системы управления узлом коммерческого учета газа, дожимающей компрессорной, ГРП);

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- блок управления водоподготовкой, включая склад соли;
- местные щиты управления вентиляционными установками;
- узлы коммерческого учета тепла (существующие);
- щит непрерывного мониторинга выбросов каждой газовой турбины;
- местные щиты градирни;
- местный щит установки очистки нефтесодержащих стоков.

На уровне индивидуального управления, на базе контроллеров осуществляются функции, непосредственно связанные с процессом:

- преобразование сигналов датчиков;
- контроль предельных значений;
- индивидуальное управление;
- регулирование.

В качестве технических средств программно-технического комплекса (ПТК) АСУТП принята автоматизированная система контроля и управления типа SIMATIC PCS7 по типу комплектной системы управления ГТУ.

Контроллеры передают все сигналы от КИП, от исполнительных устройств на операторскую станцию. Система также выполняет мониторинг/обработку сигналов. Серверы осуществляют управление базой данных. Серверы резервированы. Задающие часы устанавливают единое реальное время.

6.4. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Город Тараз является административным, промышленным и культурным центром Жамбылской области и связан железной дорогой с городом Алматы. Города Шымкент и Ташкент находится на автомагистрали Алматы-Ташкент. Город Тараз расположен на левом берегу реки Талас в холмистой местности к северу от отрогов Тянь-Шаня, Кыргызского и Таласского Алатау в центре Талас-Ассинского оазиса. Территория города составляет около 30 км^2 , протяженностью в длину и ширину 23,5х12,5 км.

Площадка действующей ТЭЦ находится в восточной части города в промышленной зоне на пересечении улиц Сыпатай Батыра и Молодогвардейской. С севера площадка граничит с фабрикой «ПОШ», с юга - с ТОО «Таразкожобувь». С востока проходит железная дорога на сортировочную станцию за которой находятся отстойники. На западе находятся административные здания города и постройки частного сектора.

Реконструкция и расширение ТЭЦ-4 предусматривается с использованием существующей площадки. Технологические и физические станции просто устарели. Однако фактическая подключенная тепловая нагрузка и невозможность ее перераспределения на другие источники теплоснабжения делают невозможным ее закрытие. Использование освоенной площадки со сложившейся инфраструктурой позволит сократить расходы на строительство, постепенно замещать отработавшее назначенный срок оборудование, вышедшие из строя коммуникации, здания и сооружения.

При размещении проектируемых объектов на площадке ТЭЦ-4 приняты следующие основные критерии:

- обеспечение бесперебойного теплоснабжения зоны ТЭЦ-4 в период реконструкции электростанции с сохранением в работе существующего оборудования;
- сохранение в работе на длительную перспективу водогрейных котлов в качестве пиковых источников тепла и резервных источников при аварийном отключении газотурбинных или газопоршневых установок;
- сохранение и реконструкция в необходимом объеме вспомогательных зданий и сооружений, восстановление или строительство новых вспомогательных систем для обеспечения работы ТЭЦ-4 без ограничений мощности в течение года;
- размещение проектируемых объектов на свободных площадях с минимально возможным сносом и переносом объектов;
- разделение зон эксплуатации и строительно-монтажных работ;
- рациональное размещение проектируемых объектов с учетом дальнейшей модернизации ТЭЦ и замещения выводимых из эксплуатации мощностей;
- обеспечение требований промышленной безопасности при взаимном размещении новых и существующих объектов.

С учетом принятых критериев размещение проектируемых объектов возможно со стороны временного торца существующего главного корпуса на месте недействующих сооружений ливневой канализации, за счет сокращения испарительного поля, застройка

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

свободных площадок, восстановления ранее демонтированных сооружений, необходимых для продолжения эксплуатации ТЭЦ.

Дальнейшее увеличение мощности ТЭЦ-4 возможно за счет демонтажа существующего главного корпуса.

Площадка ТЭЦ-4 плотно застроена с учетом многократных расширений с установкой водогрейных котлов, реконструкции мазутного хозяйства, водоподготовки, строительства новых очистных сооружений и др.

В технико-экономическом обосновании предусматриваются следующие варианты размещения основного оборудования:

- в новом здании главного корпуса с выводом из эксплуатации существующего паросилового оборудования после ввода нового;
- в существующем главном корпусе с постепенной заменой существующего оборудования на аналогичное новое современное.

Рассматриваются возможность и условия использования существующих объектов для обеспечения дальнейшей эффективной эксплуатации электростанции, с учетом паркового ресурса устанавливаемого основного оборудования.

Дальнейшее расширение на площадке ТЭЦ-4 будет связано со значительными затратами на снос и перенос существующих зданий и сооружений станции.

При необходимости дальнейшего наращивания мощностей АО «Таразэнергоцентр» может быть рассмотрена площадка РК-4 на которой Проектом института «Казсантехпроект» была определена возможность установки еще двух котлов КВГМ-100 практически без сноса.

Природно-климатические условия района строительства:

- климатический подрайон - III В;
- нормативный вес снегового покрова - 0,7 кПа;
- нормативное ветровое давление - 0,48 кПа;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки - минус 26°С;
- нормативная глубина промерзания - 1,16 м;
- сейсмичность - 8 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Инженерные изыскания выполнены в июне 2011 года отделом изысканий АО «Институт «КаНИПИЭнергопром».

Согласно данным по инженерно-геологическим изысканиям в геологолитологическом строении исследуемых площадок принимают участие верхнечетвертичные галечниковые грунты, прикрытые техногенными насыпными. Галечниковый грунт с песчаным заполнителем является малосжимаемым и характеризуется высокими расчетными показателями деформационно-прочностных свойств.

ИГЭ-1. Насыпной грунт – супесь и песок с включеним мелкой гальки и строительных отходов. Мощность слоя от 0,5 до 3,3 м.

ИГЭ-2. Галенчиковый грунт с песчаным заполнителем и содержанием валунов до 20%. Заполнитель – гравелистый и крупный песок полимиктового состава. Галька преимущественно мелкая, хорошей окатанности, слабовыветрелая. В толще галечниковых грунтов отмечаются прослои разнозернистого песка мощностью 100÷300 мм. Максимально вскрытая мощность слоя 17,3 м,

C_{II}=2,15 кПа, E_{II}=76,5 МПа,

φ_{II}=39°, ρ_{II}=2,25 г/см^3.

Подземные воды в галечниковых грунтах по данным фондовых материалов залегают на глубине более 20 м и влияния на проектируемое строительство не окажут, так как фильтрационная способность галечника высока.

В дальнейшем, под воздействие техногенных факторов невозможно появление подземных вод типа «верховодки».

По содержанию сульфатов и хлоридов песчаный заполнитель не агрессивен к бетону и арматуре железобетонных конструкций даже на рядовых марках портландцемента.

Сейсмичность площадки соответствует 8 баллам.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.5. Генеральный план

Существующая территория теплоэлектроцентрали (далее - ТЭЦ) г. Тараз расположена на пересечении ул. Сыпатай батыра и Молодогвардейская. С восточной стороны территории проходят железнодорожные пути.

На существующей территории, которая ранее была спланирована, эксплуатируется, обустроена технологическими установками, подземными коммуникациями, наземными сооружениями и находится в рабочем состоянии, расположены проектируемые здания и сооружения – главный корпус парогазовой установки (ПГУ) (пятно 83), инженерный корпус с проходной (пятно 89), пункт подготовки газа (пятно 88), градирни (пятно 84), склад мокрого хранения соли (пятно 85) комплектное распределительное устройство электрическое (КРУЭ) -110 кВ (пятно 86), площадки для установки трансформаторов (пятно 87), помещение для хранения баллонов азота № 1 и 2 (пятно 90), баки аварийного слива турбинного и трансформаторного масел (пятна 91 и 92).

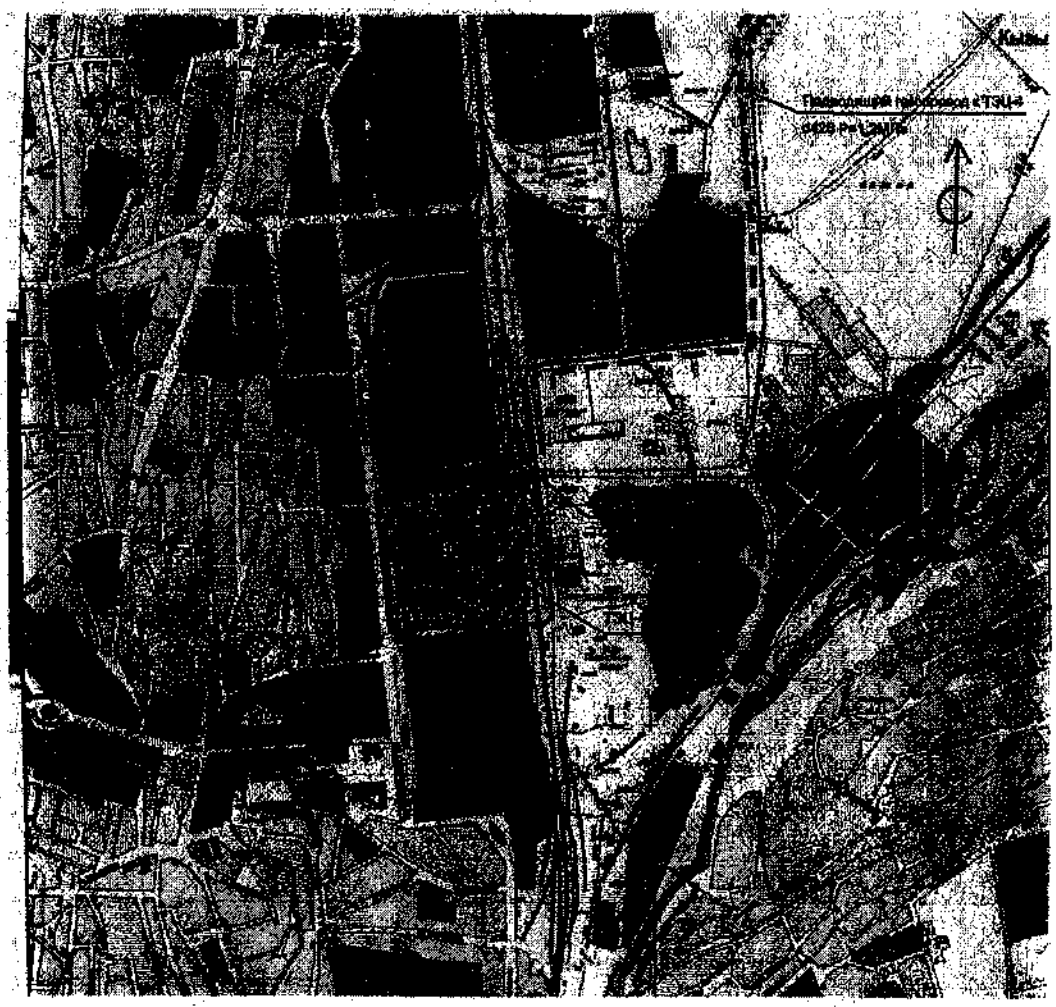

Рис. 3. Ситуационная схема расположения ТЭЦ

Расположение проектируемых площадок и нового оборудования на существующей территории предусмотрено с учетом технологической схемы производства. Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих промышленных сооружений в соответствии с требованиями противопожарных норм. При размещении проектируемых объектов было учтено преобладающее направление ветров, чтобы уменьшить действие любого рода выбросов от технологических установок.

План организации рельефа выполнен для отдельных площадок вновь проектируемых сооружений с учетом отметок существующих площадок, автомобильных дорог, инженерных коммуникаций.

Водоотвод поверхностных вод на существующей территории и на вновь проектируемых участках выполняется по спланированной поверхности за пределы ограждения в пониженные места рельефа.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Стоки поверхностных вод, собранные на новых запроектированных технологических площадках с твердым покрытием входят в систему существующей ливневой канализации.

На существующей территории имеется сеть проездов и дорог с покрытием из монолитного бетона, обеспечивающая беспрепятственный доступ ко всем существующим зданиям и сооружениям.

В пределах ограждения и подъезда к площадке факела, существующие дороги связаны между собой по кольцевой схеме, при тупиковых решениях, устроены разворотные площадки прямоугольной формы.

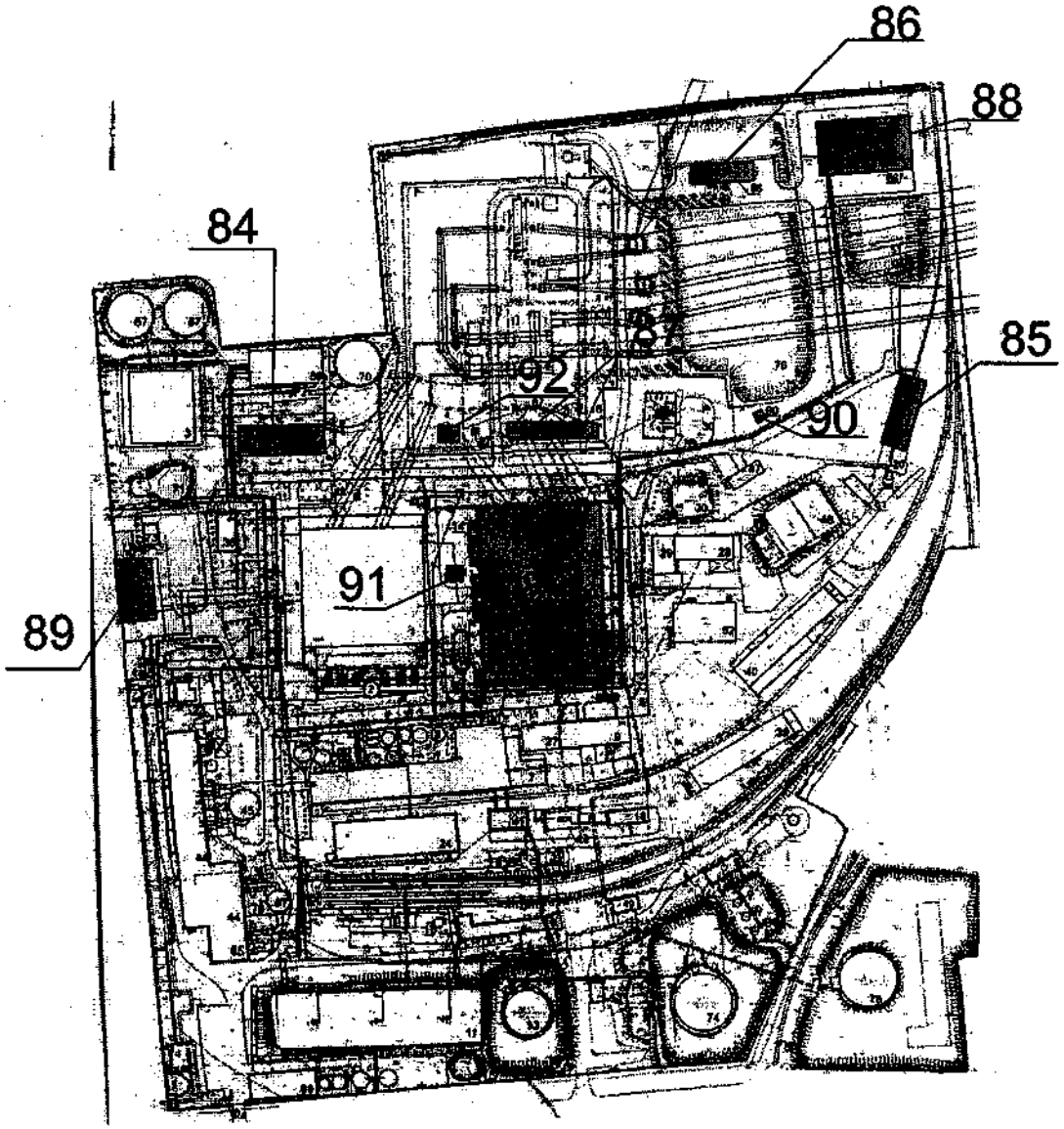

Рис. 4. Схема размещения проектируемых зданий и сооружений

Территория, где предусмотрены проектируемые площадки, имеет ограждение забором высотой 2,20 м из сетчатых панелей по металлическим столбам.

Система высот - Балтийская.

Система координат - местная.

Горизонтальная привязка выполнена от существующих зданий и сооружений.

На существующей площадке предусмотрен снос следующих зданий и сооружений:

- здание службы реализации тепловой и электрической мощности;
- здание электротехнической лаборатории;
- склад мокрого хранения соли.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Технические показатели по генплану

Таблица 15

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1	Общая площадь земельного участка ТЭЦ, всего в том числе под проектируемые здания и сооружения	га	17,426 1,734
2	Площадь застройки, всего в том числе: - пятно 83. Главный корпус парогазовой установки - пятно 84. Градирня - пятно 85. Склад мокрого хранения соли - пятно 86. Комплектное распределительное устройство (электрическое КРЭУ – 110 кВ) - пятно 87. Площадка для установки трансформатора - пятно 88. Пункт подготовки газа - пятно 89. Инженерный корпус с проходной - пятно 90. Помещение для хранения баллонов азота № 1 и 2 - пятно 91. Площадка бака аварийного слива турбинного масла - пятно 92. Площадка бака аварийного слива трансформаторного масла	м²	8 327,63 5 536,41 546,70 461,20 300,96 342,80 593,36 501,60 16,80 13,70 14,10
3	Площадь покрытий проездов, площадок для проектируемых сооружений	м²	8 912,37
4	Площадь озеленения для проектируемых сооружений	м²	100,00

6.6. Архитектурно-планировочные решения

Главный корпус парогазовой установки (ПГУ)

Здание с размерами в осях 88,0 х 61,0 м состоит из двух блоков.

В одноэтажной части здания между осями А –В и 1 - 12 размещены площадки для установки двух газотурбинных установок, двух котлов - утилизаторов и паровой турбины.

В двухэтажной части здания между осями Г– Д и 1-12 на первом этаже размещены помещения распределительных устройств собственных нужд (РУСН), аккумуляторных батарей, венткамеры, тамбура, коридоры.

На втором этаже размещены помещения главного щита управления (ПЩУ), блока щитов управления (БЩУ), щит постоянного тока, кабинеты инженера, обслуживающего и дежурного персонала, склад ЗИП.

Высота помещений производственной части здания до низа балок покрытия в зоне установки котлов утилизаторов равна 31,8 м, в зоне размещения паровой турбины 20,4 м, в зоне размещения газовых турбин 12,0 м, в зоне размещения вспомогательного оборудования 9,0 м.

Высота помещений в двухэтажной части 4,6 и 4,2 м.

Вертикальная связь осуществляется двумя рассредоточено расположенными лестницами с оконными проемами в наружных стенах.

Зона размещения турбины оборудована мостовым краном грузоподъёмностью 50,0 т, зона размещения вспомогательного оборудования обслуживается подвесным краном грузоподъёмностью 10,0 т. Для каждой ГТУ предусмотрены опорные краны грузоподъёмностью 5,0 т.

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

Наружные стены – цокольная часть здания выполнена из кирпича, выше из трехслойных металлических панелей типа «Сэндвич» с несгораемым утеплителем (базальтовое волокно).

Внутренние стены, перегородки – металлические панели заводского изготовления.

Крыша – совмещенная в производственной части здания и чердачная в двухэтажной части.

Кровля – из стального листа толщиной 3 мм по негорючему утеплителю из жёстких минераловатных плит на основе базальтового волокна в производственной части и рулонная с утеплителем из жёстких минераловатных плит на основе базальтового волокна в блоке электротехнических помещений двухэтажной части здания.

Водосток – внутренний организованный.

Ворота, двери наружные и внутренние, окна – металлические.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Полы – фальшполы высотой 1,2 м для размещения электрических кабелей, мозаичные и из керамических плит с нескользящей поверхностью, линолеумные.

Наружная отделка и *внутренняя отделка* – заводская окраска.

С отмостки и на перепадах высот кровель предусмотрены пожарные лестницы.

Основные технические показатели:

- этажность - 2 этажа;
- площадь застройки - 5 536,41 м²;
- общая площадь здания - 5 764,20 м²;
- строительный объем здания - 101 660,21 м³.

Градирня

Градирня в плане прямоугольной формы с размерами в осях 43,78 х 13,50 м. Надземная часть сооружения имеет высоту 7,83 м. Диффузоры предусмотрены высотой 3,70 м. На отметках 3,48 м, 5,48 м, 7,83 м расположены горизонтальные площадки для установки оросителей, водораспределительной системы, каплеуловителей.

Основные технические показатели:

- площадь застройки - 546,70 м²;
- строительный объем здания - 2 493,40 м³.

Склад мокрого хранения соли

Здание однопролётное одноэтажное с размерами в плане 36,0х12,0 м. Отметка до низа балок покрытия 7,2 м. Высота помещения подвала 4,0 м.

Для обслуживания вагонов на отметке 1,1 м предусмотрен пандус.

Наружные стены – из сборных легкобетонных навесных панелей по типовой серии 1.030.1-1.0-3.

Внутренние стены, перегородки – сборные легкобетонные панели.

Крыша – двухскатная, совмещенная.

Кровля – рулонная

Водосток – наружный неорганизованный.

Ворота – металлические.

Двери наружные, внутренние, окна – металлические (окрашены кислотоупорной краской).

Полы – кислотоупорный кирпич с расшивкой швов замазкой «Арзамит-5», мозаичные.

Наружная отделка не предусмотрена.

Внутренняя отделка – заделка швов кислотоупорной мастикой и окраска кислотоупорной краской.

Здание обеспечено кран-балкой грузоподъёмностью 2,0 т и монорельсом грузоподъёмностью 0,5 т в подземной части.

Основные технические показатели:

- этажность - 1 этаж;
- площадь застройки - 461,2 м²;
- общая площадь здания - 432,0 м²;
- строительный объем здания, всего - 5 750,67 м³;

в т.ч. ниже отметки 0,0 м - 2 121,34 м³.

Комплектное распределительное устройство электрическое (КРУЭ) -110 кВ

Здание одноэтажное полной заводской готовности, однопролетное с размерами в плане 36,00 х 9,50 м, в котором размещены элегазовое комплектное распределительное устройство 110 кВ и помещение релейного щита.

Здание оборудовано кран-балкой грузоподъёмностью 3,5 т.

Каркас – металлический.

Наружные и внутренние стены, перегородки – трехслойные «Сэндвич» панели заводского изготовления с негорючим утеплителем.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Крыша – двухскатная, совмещенная.
Кровля – рулонная
Водосток – наружный неорганизованный.
Ворота, двери наружные и внутренние – металлические.
Полы – кислотоупорный кирпич с расшивкой швов замазкой «Арзамит-5», мозаичные.

Основные технические показатели:
- этажность - 1 этаж;
- площадь застройки - 300,96 м²;
- общая площадь здания - 277,30 м²;
- строительный объем здания - 2 513,01 м³.

Пункт подготовки газа

Здание прямоугольное в плане, размерами 17,0x6,0 м, одноэтажное, отметка низа балок покрытия 4,80 м. В здании располагаются помещения насосной системы охлаждения компрессора, щит управления и помещение электросборок.

Помещение насосной оборудовано ручной талью грузоподъёмностью 1,0 т.

Кровля – односкатная рулонная по утеплителю из жестких минераловатных плит на основе базальтового волокна.

Водосток – наружный неорганизованный.

Основные технические показатели:
- площадь застройки - 593,36 м²;
- строительный объем здания - 3 609,00 м³.

Инженерный корпус с проходной

Четырехэтажное здание прямоугольной формы в плане с размерами в осях 30,0x15,0 м.

На первом этаже размещены вестибюль, пост охраны, бюро пропусков, караульное помещение, кабинет начальника отдела кадров, комнаты приема пищи, сушки одежды, гардеробная с душевыми, комната для водителей, санузлы.

На втором этаже размещены конференц-зал, кабинеты администрации, служебные кабинеты, санузлы.

На третьем и четвертом этажах размещены помещения цехов, венткамеры.

Наружные стены – легкобетонные навесные панели.

Крыша – совмещенная.

Кровля – из профилированного металлического листа.

Водосток – внутренний организованный.

Двери наружные и внутренние – деревянные.

Полы линолеумные с антистатическими свойствами, керамические с нескользящей поверхностью и мозаичные.

Внутренняя отделка

Стены, перегородки, потолки – штукатурка, затирка, окраска.

Вертикальная связь осуществляется лестницами типа Л1. Выход на кровлю предусмотрен.

Основные технические показатели:
- этажность - 4 этажа;
- площадь застройки - 501,60 м²;
- общая площадь здания - 1 774,20 м²;
- строительный объем здания - 7 929,40 м³.

Помещение для хранения баллонов азота № 1 и 2

Помещение для хранения баллонов азота прямоугольные в плане, с габаритными размерами в осях 3,0 x 2,8 м, высотой 3,1 м.

Каркас сооружения выполнен в металле.

Стеновое ограждение и кровельное покрытие выполнены из стального оцинкованного профилированного листа.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основные технические показатели:
- площадь застройки - 16,8 м²;
- строительный объем здания - 42,0 м³.

6.7. Конструктивные решения

Главный корпус парогазовой установки (ПГУ)

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Категория по взрывопожарной и пожарной опасности – В.

Здание состоит из одноэтажной и двухэтажной частей, разделенных антисейсмическим швом.

Несущей системой одноэтажной части является стальной каркас. Прочность и устойчивость каркаса обеспечивается поперечной рамой, в продольном направлении - системой вертикальных и горизонтальных связей. Шаг поперечных рам 6 м.

Несущей системой двухэтажной части является сборный железобетонный каркас производственных зданий с сеткой колонн 6х6 и 6х3 м.

Фундаменты под каркас выполняются из монолитных и сборных железобетонных отдельностоящих фундаментов на естественном основании, объединенных распорками.

Перекрытия и покрытия двухэтажной части предусмотрены из монолитных железобетонных плит.

Градирня

Градирня комплектной поставки, устанавливается на существующие конструкции водосборного бассейна.

Склад мокрого хранения соли

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Здание каркасное, однопролётное, одноэтажное с подземной частью с отметкой минус 4,000 м.

Каркас здания принят сборный железобетонный.

Колонны сечением 400х400 мм по серии 1.423.1-3/88.

Балки покрытия сборные железобетонные решетчатые двускатные пролетом 12,0 м по серии 1.462.1-3/89.

Плиты покрытия – сборные железобетонные ребристые по ГОСТ 22701.0-77*.

Стеновое ограждение из сборных легкобетонных навесных панелей по типовой серии 1.030.1-1.0-3.

Подземная часть выполнена из монолитных железобетонных стен и днища.

Комплектное распределительное устройство электрическое КРУЭ 110кВ

Уровень ответственности – I

Здание одноэтажное однопролетное с несущей системой из металлического каркаса.

Прочность и устойчивость здания обеспечивается одноэтажной металлической рамой с жестким сопряжением ригеля с колонной и колонны с фундаментом. Продольная устойчивость обеспечивается постановкой вертикальных связей. Горизонтальная устойчивость здания обеспечивается диском покрытия за счет горизонтальных связей по кровле.

Каркас здания выполняется в металлических конструкциях с огнезащитой несущих конструкций огнезащитным составом.

Фундаменты под колонны каркаса выполняются в виде отдельно стоящих столбчатых фундаментов на естественном основании, объединенных распорками.

Покрытия предусмотрены монолитные железобетонные по профнастилу в несъемной опалубке.

Площадка для установки трансформаторов

Уровень ответственности – I.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Трансформаторы установлены открыто с устройством огнепреградительных перегородок на железобетонных фундаментах. Для слива трансформаторного масла предусматривается устройство маслоприёмников.

Опорные конструкции под токопроводы предусмотрены из металлических конструкций на монолитных железобетонных фундаментах.

Пункт подготовки газа

В составе пункта подготовки газа здание насосной станции и контейнеры для размещения оборудования пункта.

Здание насосной станции предусмотрено каркасное из унифицированных сборных железобетонных конструкции.

Контейнеры комплектной заводской поставки.

Инженерный корпус с проходной

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Здание инженерного корпуса с проходной запроектировано в виде четырёхэтажной пространственной рамы с жестким сопряжением ригелей к колоннам и жестким сопряжением колонн с фундаментами из монолитного железобетона.

Фундаменты приняты из монолитного железобетона в виде перекрестных лент.

Перекрытия и покрытия из монолитных железобетонных плит.

Помещение для хранения баллонов азота №1 и №2

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – IIIа.

Категория производства – Д.

Каркас здания выполняется в металле.

Фундаменты - на естественном основании из железобетона.

Покрытия предусмотрены монолитные железобетонные по профнастилу в несъемной опалубке.

Дымовые трубы ПГУ

Уровень ответственности – II.

Дымовые трубы высотой 60 м с диаметром устья 2,1 м.

Дымовые трубы выполнены в несущей металлической решетчатой башне с газоотводящим стволом диаметром 2,1 м, тепловой изоляцией и с покрытием по поверхности изоляции из оцинкованного листа. В качестве антикоррозийной защиты по внутренней поверхности металлического газоотводящего ствола предусматривается покрытие специальными кислото-влаго-термостойкими пастами.

Газоотводящий ствол представляет собой тонкостенную оболочку диаметром 2,1 м с увеличением толщины металла на коррозию. Участки газоотводящего ствола разделены компенсаторами. Конструкция каркасной башни предусмотрена в виде четырехгранника с устройством технологических площадок и лестниц с ограждением для обслуживания и ремонта газоотводящего ствола.

Фундамент под дымовую трубу - сплошная монолитная железобетонная плита на естественном основании.

Гибкие связи

В ТЭО предусматривается установка трёх линейных порталов 110 кВ с молниеприёмниками. Конструкции порталов по типовой серии на монолитных железобетонных фундаментах на естественном основании.

Эстакады технологических трубопроводов, газопроводов, тепловых выводов и кабелей

Отдельно стоящие опоры под трубопроводы выполняются в виде температурных блоков, состоящих из промежуточных и анкерных опор. Шаг опор до 6 м. В местах ответвлений трубопроводов и в местах устройства компенсаторов, устанавливаются опоры, рассчитанные на дополнительную горизонтальную нагрузку от отводов трубопроводов.

Конструкции эстакады устроены на монолитные железобетонные столбчатые фундаменты.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Колонны – металлические и железобетонные.

Пролетные строения в металле. При совместной прокладке трубопроводов с кабельными конструкциями, для обслуживания кабелей предусматриваются переходные площадки обслуживания.

Мероприятия по обеспечению сейсмостойкости зданий и сооружений

Категория грунтов по сейсмическим свойствам первая. Интенсивность прогнозируемых сейсмических воздействий 8 баллов.

Объемно-планировочные и конструктивные решения приняты в соответствии с указанием пункта 3.4 СНиП РК 2.03-30-2006 с обеспечением симметричности и регулярности распределения масс и жесткостей в плане и по высоте зданий и сооружений.

6.8. Инженерное обеспечение, сети и системы

Теплоснабжение, отопление, вентиляция и кондиционирование

Теплоснабжение

Теплоснабжение реконструируемых и расширяемых зданий ТЭЦ-4 осуществляется от главного корпуса и водогрейной котельной.

Теплоноситель – горячая вода с параметрами 110-70°С.

Пункт подготовки газа

Пункт подготовки газа поставляется в контейнерном исполнении с комплектацией системами инженерного оборудования.

Отопление

Главный корпус парогазовой установки

В помещении газовых турбин и котлов-утилизаторов предусматривается водяное отопление для поддержания температуры внутри помещения tв=+10°С. Отопление осуществляется с помощью воздушно-отопительных агрегатов.

Для электротехнических помещений отопление предусматривается:

- помещениях РУСН-0,4 кВ – электрическое;
- в остальных помещениях – водяное.

У ворот здания устанавливаются воздушно-тепловые завесы.

Склад мокрого хранения соли. Релейный щит ОРУ. Инженерный корпус с проходной

Отопление – водяное.

Нагревательными приборами служат регистры из гладких труб и радиаторы.

Вентиляция

Главный корпус парогазовой установки

Система вентиляции внутри укрытия турбины предназначена для рассеивания тепла и газов, образующихся внутри укрытия и поставляется заводом-изготовителем фирмы «Siemens». Общеобменная вентиляция предусматривается приточно-вытяжная с механическим побуждением. Приток воздуха осуществляется двумя приточными установками. Вытяжка - механическая с помощью крышных вентиляторов. Из приямка для циркуляционных насосов предусматривается вытяжка канальным вентилятором. В помещениях распределительных устройств предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением. Предусматриваются установки кондиционеров шкафного типа с наружными воздушными конденсаторными блоками. Кондиционирование воздуха предусматривается для помещений электрощитовой, ГЩУ и БЩУ. Из помещения аккумуляторной предусматривается механическая вытяжка воздуха с установкой рабочего и резервного вентиляторов во взрывозащищенном исполнении.

Здание водоподготовки подпитки котлов и теплосети

Предусматривается реконструкция вентиляции существующих помещений склада щелочи, серной кислоты, дозаторной и помещения обратного осмоса. Вентиляция для указанных помещений разработана, как для помещений с выделением аэрозолей вредных веществ. Приток и вытяжка предусматриваются с механическим побуждением.

Вытяжка механическая в объеме 6-ти кратного воздухообмена, 2/3 удаляется из нижней зоны, 1/3 удаляется из верхней зоны.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Приток – механический в объеме 5-ти кратного воздухообмена.

Склад мокрого хранения соли
Вентиляция – естественная.

Релейный щит ОРУ. Инженерный корпус с проходной
В зданиях предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением.

В помещениях электротехнических устройств предусматривается кондиционирование воздуха потолочными кондиционерами.

Технические показатели

Таблица 16

№ п/п	Наименование здания (сооружения), помещения	Расход тепла, кВт		
		на отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение
1	Главный корпус парогазовой установки	2174	2020	
2	Релейный щит ОРУ	23,5	-	-
3	Склад мокрого хранения соли	65	-	65
4	Инженерный корпус с проходной	102	117	92

Водоснабжение и канализация

Наружное водоснабжение

Источниками водоснабжения ТЭЦ-4 АО «Таразэнергоцентр» служат сети городского водопровода и две артезианские скважины, расположенные на промплощадке.

На площадке ТЭЦ-4 действуют следующие системы водоснабжения:
- хозяйственно-питьевой водопровод;
- производственно-противопожарный водопровод.

При реконструкции и расширении ТЭЦ-4 существующие системы водоснабжения сохраняются.

Сети водопровода на станции эксплуатируются с 1960 года, трубопроводы сильно изношены, отмечаются значительные потери воды из водонесущих коммуникаций.

В соответствии с письмом АО «Таразэнергоцентр» от 15 августа 2011 года и решениями протокола технического совещания, проведенного в г. Тараз 9 июня 2011 года в ТЭО предусматривается восстановление сетей хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения.

Вода из артезианских скважин используется для производственного водоснабжения вспомогательных зданий и сооружений, подпитку существующей оборотной системы охлаждения, нужд пожаротушения, полив автодорог и зеленых насаждений.

С реконструкцией и расширением ТЭЦ-4 АО "Таразэнергопроект" источники водоснабжения сохраняются.

Хозяйственно-питьевой водопровод

Существующее положение

Источник водоснабжения ТЭЦ-4 – сети городского водопровода.

Подача воды на станцию обеспечивается по двум вводам диаметром 400 мм, на которых установлены расходомеры коммерческого учета.

Гарантированный напор в сети городского водопровода на входе на площадку ТЭЦ-4 составляет 30 м.

Вода питьевого качества на площадке ТЭЦ используется для хозяйственно-бытовых нужд, подпитку теплосети, котлов. Сети водопровода выполнены из стальных труб.

В соответствии с отчетом 2ТП (водхоз) за 2010 год АО «Таразэнергоцентр» использовало воды из городского водопровода – 3350,774 тыс.м^3 при лимите 4 984,1 тыс.м^3 /год.

Проектные решения

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения сохраняются сети городского водопровода.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Воду на площадке ТЭЦ намечается использовать для хозяйственно-питьевых нужд персонала, подпитку котлов, теплосети, оборотной системы техводоснабжения.

Суммарный расход воды из городского водопровода с учетом реконструкции и расширения – 10 468,56 тыс.м^3/год.

На территории ТЭЦ-4 предусматриваются кольцевые сети хозяйственно-питьевого водопровода из полиэтиленовых и стальных труб с подводами к проектируемым и существующим зданием и сооружениям. На начальном участке для обеспечения технологических нужд ТЭЦ (подпитка теплосети, котлов, цирксистемы), диаметр водопровода принят 400 мм в две нитки общей длиной 480 м. Общая длина сетей хозяйственно-питьевого водопровода составит 1320 м.

Существующие внеплощадочные сети водопровода диаметром 2х400 мм обеспечивают подачу требуемого расхода воды на хозяйственно- питьевые и производственные нужды ТЭЦ-4 после реконструкции и расширения.

Производственно-противопожарный водопровод

Существующее положение

Источник водоснабжения ТЭЦ-4 - две артезианские скважины, расположенные на промплощадке.

Вода артезианских скважин на площадке ТЭЦ используется для нужд пожаротушения, подпитку оборотной системы охлаждения с брызгальным бассейном, производственные нужды вспомогательных зданий и сооружения, полив зеленых насаждений и дорог. В соответствии с разрешением на специальное водопользование от 31 декабря 2010 года № Шу/Т/157-Т-Р вода артезианских скважин № 2 и № 94 соответствует ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая». Перед использованием вода обеззараживается. По данным химлаборатории ТЭЦ-4 вода артезианских скважин имеет повышенную жесткость и солесодержание по сравнению с водой из горводопровода и для хоз-питьевых нужд персонала не используется.

В 1985-1987 гг. на площадке ТЭЦ установлены два резервуара 2х1000 м^3 для хранения производственно-противопожарного запаса воды и соответствующая насосная станция. Вода в резервуары поступает из артезианских скважин. В насосной станции установлены две группы насосов:

- 2 производственных насоса (1 рабочий, 1 резервный) типа К-45/55 с подачей – 45 м^3/ч и напором 55 м;
- 2 противопожарных насоса (1 рабочий, 1 резервный) типа 200Д90 производительностью 200 л/сек, напором 90 м.

Трубопроводы производственно-противопожарного водопровода выполнены из стальных труб.

В соответствии с отчетом 2ТП (водхоз) за 2010 год ТЭЦ-4 использовало 718,6 тыс.м^3 воды из артезианских скважин при лимите 729,6 тысм^3/год.

Принятые решения

Источником производственно-противопожарного водоснабжения площадки ТЭЦ-4 сохраняются две действующие артезианские скважины.

Существующие сооружения производственно-противопожарного водоснабжения обеспечивают водоснабжение подсобно-вспомогательных зданий и сооружений, гаража, мастерских, компрессорной, склада соли, мазутохозяйства и нужды пожаротушения ТЭЦ-4.

Расход воды на охлаждение горящего резервуара и соседнего с ним - 85 л/сек. Расход воды на пенообразование – 31,9 л/сек. Общий расход воды на тушение резервуара мазута емкостью 10000 м^3 - 116,9 л/сек.

Максимальный расчетный расход на тушение существующего главного корпуса, который определился, как суммарный расход на наружное и внутреннее пожаротушение - 114,04 л/сек (40 л/сек на наружное пожаротушение и 74,04 внутреннее) с расчетным напором 74 м.

Максимальный расчетный расход на тушение проектируемого корпуса ПГУ определился как суммарный расход на наружное и внутреннее пожаротушение - 51,4 (41,4) л/сек, в том числе 40 (30) л/сек на наружное пожаротушение и 11,4 л/сек внутреннее с расчетным напором 45 м.

В обычном состоянии давление в сети производственно-противопожарного водоснабжения ТЭЦ-4 поддерживается от насосов производственного водоснабжения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Протяженность сетей производственно-противопожарного водопровода на площадке ТЭЦ-4 составляет 2950 м.

На кольцевых сетях производственно-противопожарного водопровода устанавливаются колодцы с пожарными гидрантами.

Внутреннее водоснабжение и канализация

В главном корпусе парогазовой установки предусматриваются системы:

- сеть противопожарного водопровода для обеспечения работы пожарных кранов. Предусматривается два ввода от наружных сетей производственно-противопожарного водопровода. Необходимый напор в сети при пожаре обеспечивается пожарными насосами, установленными в противопожарной насосной станции. Сеть выполняется из стальных электросварных труб;
- сеть хозяйственно-питьевого водопровода для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд и горячего водоснабжения. Сеть предусматривается из напорных полипропиленовых труб;
- сеть горячего водоснабжения – от электрического водонагревателя. Сеть предусматривается из напорных полипропиленовых труб;
- сеть бытовой канализации – самотечная, для отвода стоков от санитарных приборов. Сеть предусматривается из полиэтиленовых труб;
- сеть дождевой канализации – самотечная для отвода дождевых и талых вод с кровли здания. Сеть выполняется из стальных электросварных труб.

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

Противопожарные мероприятия

Существующее положение

В настоящее время пожарная безопасность ТЭЦ обеспечена существующими системами предотвращения пожара и пожарной защиты.

Для отдельных объектов и сооружений ТЭЦ оборудованы системы пожарной защиты:

- существующие кабельные сооружения в главном корпусе оборудованы автоматическими установками пожаротушения;
- на существующем мазутном хозяйстве предусмотрена автоматическая установка пенного пожаротушения наземных резервуаров для мазута.

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.

Принятые решения

В систему пожаротушения газотурбинной установки входит комплекс системы обнаружения возгораний, основанный на использовании углекислого газа (CO_2). 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, предусматриваются пульты управления в помещениях газотурбинной установки, по месту.

На ГТУ в определенных местах предусматриваются обычные ручные огнетушители, которые не входят в объем поставки газотурбинной установки.

Для обеспечения взрывобезопасности ГТУ предусматривается система обнаружения загазованности. Детекторы газа расположены внутри отсеков ГТУ и подключены к системе управления турбоагрегатом.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Прокладка газопровода к турбине предусматривается открытой. Газопровод предусматривается из стальных труб. Приводы арматуры предусматриваются во взрывозащищенном исполнении. В пределах ГТУ используется арматура с пневмоприводами.

Для всех газопроводов предусматривается система продувочных трубопроводов с запорными устройствами. Продувка газопроводов осуществляется азотом или воздухом от общестанционных сетей ТЭЦ. Продувочные трубопроводы выводятся за пределы укрытий оборудования, в места, где обеспечиваются безопасные условия рассеивания газа.

Генератор, являясь неотъемлемой частью газотурбинной установки, включается в общую систему пожаротушения ГТУ.

Первичные средства пожаротушения

Для локализации небольших очагов горения в их начальной стадии, предусматривается использование первичных средств пожаротушения, которые могут быть применены обслуживающим персоналом до включения стационарных систем, установок пожаротушения или прибытия подразделений пожарной охраны.

Огнетушители предусматриваются в пожарных шкафах, у выхода из помещений, на пожарных щитах, а также в местах, где возможно возникновение пожара. Расстояние от возможного очага до места размещения огнетушителя не должно превышать 30 м для помещений категории А, 40 м - для категории В, Г и 70 м – для категорий Д.

<u>Наружные сети хозяйственно-бытовой канализации</u>

Существующее положение

По сложившейся в настоящее время схеме хозяйственно-бытовые и производственные стоки АО «Таразэнергоцентр» по договору с ГКП «Тараз-Су» отводятся в сети городской канализации. В соответствии с отчетом 2ТП (водхоз) объем стоков составил в 2010 году - 160,9 тыс.м^3.

На площадке ТЭЦ-4 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 хоз-бытовые стоки от главного корпуса, водогрейной котельной, химводоочистки, мазутонасосной, гаража и др. Самотечные сети хозяйственно-бытовой канализации выполнены из керамических труб.

Хозяйственно-бытовые стоки совместно с производственными стоками самотёком направляются в городской коллектор диаметром 400 мм.

Все производственные стоки ТЭЦ-4 от водогрейной котельной, вспомогательных зданий и сооружений, включающие в себя стоки от продувки котлов, стоки от промывок оборудования, ВПУ подпитки котлов и теплосети, продувочные воды цирксистемы сбрасываются после бака усреднителя в городскую канализацию.

Стоки, загрязненные нефтепродуктами от главного корпуса, водогрейной котельной, мазутохозяйства и компрессорной подаются на очистные сооружения замазученных стоков. Вода, очищенная от нефтепродуктов подается на подпитку существующей цирксистемы.

Засоленные стоки от химводоочистки, подпитки котлов и теплосети направляются в бак усреднитель и дальше в городской канализационный коллектор.

Химические промывки водогрейных и энергетических котлов по данным ТЭЦ последние 10 лет не проводились. Стоки от химической промывки котлов направляются на установку нейтрализации и далее на испаритель площадью 7350 м^2 с испарительной способностью 4300 м^3/год. На площадке ТЭЦ-4 рядом с испарителем построен испаритель-шламонакопитель площадью 2475 м^2.

На площадке ТЭЦ построена сеть дождевой канализации из керамических и железобетонных труб. Дождевые стоки с помощью насосной станции направляются в двухсекционный отстойник дождевых стоков и далее на подпитку циркуляционной системы.

Сети канализации на станции эксплуатируются с 1960 года, трубопроводы сильно изношены, отмечаются потери стоков из канализации.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В соответствии с письмом АО «Таразэнергоцентр» от 15 августа 2011 года, решениями протокола технического совещания, проведенного в г. Тараз 9 июня 2011 года в ТЭО предусматривается восстановление сетей водоотведения.

Из очистных сооружений на станции действует установка по очистке нефтесодержащих сточных вод.

Проектная производительность 60 м^3/ч, фактическая не более 25 м^3/ч.

Установка выполнена по схеме: отстой в баках-отстойниках, фильтрация на механических и угольных фильтрах. Очищенные стоки поступают в бак очищенной воды и далее насосами подаются в чашу градирни в качестве подпиточной воды.

Уловленные в баках-отстойниках нефтепродукты направляются на мазутное хозяйство для повторного использования.

Оборудование очистных сооружений морально и физически устарело.

Дренажные воды от промывки механических и угольных фильтров, содержащие уловленные нефтепродукты, направляются в баки-отстойники.

Грубодисперсные примеси в виде песка и глины, осевшие в конической части баков-отстойников, периодически дренируются в шламонакопитель.

Засоленные стоки от регенерации фильтров ВПУ подпитки теплосети, а также обессоливающей установки отводятся в городскую канализацию.

Источниками загрязнения сточных вод нефтепродуктами являются - главный корпус, водогрейная котельная, мазутное хозяйство, компрессорная.

Замазученный конденсат мазутного хозяйства, замасленные воды от протечек сальников насосов, смывы полов направляются на очистные сооружения.

Принятые решения

Существующие системы водоотведения при реконструкции и расширении ТЭЦ сохраняются.

Схема отвода хоз-бытовых и производственных стоков ТЭЦ-4 сохраняется в городскую канализацию. Отвод стоков намечается выполнить в городской канализационный коллектор диаметром 400 мм, проходящий по ул. Мира. На выпусках стоков в систему городской канализации предусматривается установка приборов учета.

Общий расход стоков - 775,22 тыс. м^3/год.

Самотечные сети хоз-бытовой и производственной канализации предусматриваются из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001 ПЭ100SDR17. Стоки от продувки котлов, промывок оборудования, стоки ВПУ подпитки котлов и теплосети, продувочные воды цирксистемы поступают в бак-усреднитель и далее в городскую канализацию.

Общая длина самотечных трубопроводов канализации составляет 2030 м.

Трубопроводы стоков загрязненных нефтепродуктами сохраняются без изменения, как и напорный трубопровод очищенных стоков, направляемых на подпитку цирксистемы.

Стоки от кислотных промывок технологического оборудования после нейтрализации в баках нейтрализаторах по проектируемому стальному напорному трубопроводу по ГОСТ 10704-2001 направляются на испаритель. Годовой объем стоков после химических промывок - 0,7 тыс. м^3/год.

В технико-экономическом обосновании предусматривается:

- реконструкция существующей установки очистки нефтесодержащих стоков;
- реконструкция существующих баков-нейтрализаторов химических промывок.

В состав очистных сооружений входят две установки:

- установка очистки нефтесодержащих стоков ТЭЦ (реконструкция);
- баки-нейтрализаторы химпромывок оборудования (реконструкция).

Среди новых технологий с высокой степенью очистки нефтесодержащих стоков наиболее перспективными являются безреагентные блочные установки заводского изготовления.

В технико-экономическом обосновании принимаются локальные комплексы очистки нефтесодержащих стоков фирмы «Wavin-Labko OY». Основной объем нефтепродуктов выделяется из воды в отстойнике-маслоотделителе, рабочим элементом которого является так называемый коализатор. Этот конструктивный элемент не является расходным материалом (не требует замены), его необходимо лишь периодически промывать водой.

Установка очистки нефтесодержащих стоков предусмотрена для очистки промышленных стоков станции содержащих нефтепродукты.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Загрязненные стоки проходят последовательно баки-отстойники (существующие), пескоилоотделитель, бензомаслоотделитель.

Пескоилоотделитель обеспечивает бесперебойную работу бензомаслоотделителя и представляет собой горизонтальный бак, состоящий из двух частей.

Из пескоилоотделителя нефтесодержащие стоки самотеком поступают в бензомаслоотделитель типа Euro Pek фирмы «Wavin-Labko OY», представляющий собой горизонтальную цилиндрическую стеклопластиковую емкость, оборудованную коализирующими модулями, для отделения нефтепродуктов, и техническим колодцем.

Работа бензомаслоотделителя проверяется через каждые полгода, а его полную очистку производят обычно один раз в два года.

Коализатор Euro Pek должен периодически очищаться от твердых частиц путем промывки водой, предварительно подняв его из корпуса отделителя.

Бензомаслоотделитель Euro Pek NS20 снабжен сигнализатором, датчик которого точно контролирует толщину слоя всплывших нефтепродуктов.

При достижении предельного количества нефтепродуктов включается сигнализация, позволяющая вовремя производить опорожнение установки через специальную отводную трубу.

Уловленные нефтепродукты по отводной трубе самотеком поступают в переносную емкость (стальную бочку) и периодически вывозятся автотранспортом в приемную емкость мазутного хозяйства.

Очищенная вода с остаточным содержанием нефтепродуктов не более 0,3 мг/л используется в цирксистеме в качестве подпиточной воды.

Производительность установки 20 $м^3$/ч.

Оборудование установки очистки нефтесодержащих стоков размещается в существующем здании очистных сооружений на месте демонтируемых фильтров.

Для нейтрализации стоков от химпромывок оборудования предусматривается строительство двух баков-нейтрализаторов объемом 400 $м^3$ каждый.

Стоки от продувок котлов, стоки от консервации и обмывок оборудования, нейтрализованные стоки химпромывок оборудования, продувка цирксистемы (летом) отводятся в городскую канализацию.

Минерализованные стоки от регенерации фильтров ВПУ, а также нейтральные стоки от химпромывок мембран обратного осмоса отводятся в бак-усреднитель и далее в городскую канализацию.

Концентрат обратного осмоса используется для регенерации натрий-катионитовых фильтров в зимнем режиме. В летнем режиме, когда натрий-катионитовые фильтры не работают, концентрат отводится в бак-усреднитель стоков ТЭЦ.

Стоки от химпромывок котлов, после нейтрализации в проектируемых двух баков-нейтрализаторов объемом 400 $м^3$ каждый, отводятся на существующую испарительную площадку ТЭЦ.

Все промышленные стоки ТЭЦ, не используемые в «технологических схемах», отводятся в городскую канализацию.

Часть площадки существующего испарителя по ТЭО используется для строительства КРУЭ-110 кВ. На площадке устраивается насыпь, внутренний откос которой изолируется двухслойным асфальтобетоном аналогично существующему. Площадь вновь образованного испарителя составляет 3870 $м^2$, что обеспечит испарение 2155,0 $м^3$ стоков в течение года с учетом осадков.

Аварийные маслостоки

Канализация аварийных маслостоков предназначена для аварийного отвода масла и воды при тушении пожара, 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-110 кВ.

Протяженность сетей аварийных маслостоков – 365,0 м.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Электротехнические решения

Схема электрическая главная

В технико-экономическом обосновании предусмотрено:

- установка генераторов «1G» и «2G» мощностью по 47 МВт газовых турбин № 1, 2, подключаемых к шинам КРУЭ 110 кВ в блоке с двухобмоточными трансформаторами «1GT», «2GT» мощностью по 63 МВА;
- установка генератора «ТГ-3» мощностью 40 МВт паровой турбины, подключаемого к шинам КРУЭ 110 кВ в блоке с двухобмоточным трансформатором «Т-3» мощностью 63 МВА;
- установка двух трансформаторов собственных нужд «ВТ01» и «ВТ02» мощностью по 16 МВА, подключаемых к шинам КРУЭ 110 кВ;
- переключение на КРУЭ 110 кВ существующих генераторов «ТГ-1» и «ТГ-2» мощностью по 30 МВт, работающих в блоках с трехобмоточными трансформаторами «Т-1» и «Т-2».

Предусмотрена установка генераторов с воздушной системой охлаждения. В блоках с ГТУ и ПГУ устанавливаются генераторы с напряжением выводов 11 кВ, частотой 50 Гц, классом изоляции F.

Для газотурбинных блоков принимаются трансформаторы ТД-63000/110-У1 мощностью 63 МВА, напряжением 11/110 кВ. Мощность блочного трансформатора определена из условия выдачи максимальной мощности газовой турбины.

Для блоков паровой турбины мощностью 40 МВт принимается трансформатор ТД-63000/110-У1.

Для питания потребителей собственных нужд предусмотрена установка трансформаторов собственных нужд «ВТ01» и «ВТ02» ТДН-16000/110-У1 мощностью 16 МВА, номинальным напряжением 110/6,3 кВ.

Распределительное устройство 110 кВ

В связи со стесненными условиями на площадке ТЭЦ предусмотрено закрытое распределительное устройство 110 кВ с элегазовой изоляцией – КРУЭ 110 кВ. КРУЭ 110 кВ предусматривается по схеме «две рабочие системы шин» на пятнадцать ячеек:

- 7 ячеек трансформаторов;
- 5 ячеек для подключения линий 110 кВ;
- 2 ячейки трансформаторов напряжения;
- ячейка шиносоединительного выключателя.

Подключение присоединений к сборным шинам КРУЭ 110 кВ предусматривается кабельными линиями.

Присоединение всех ВЛ к КРУЭ 110 кВ предусмотрено кабельными заходами 110 кВ.

Схема электрических соединений собственных нужд

Для питания электродвигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и выше применяется напряжение 0,69 и 6 кВ, а для электродвигателей меньшей мощности – напряжение 0,4 кВ переменного тока.

Пусковые двигатели газовых турбин и масляные насосы ГТУ приняты на напряжении 0,69 кВ, пусковые насосы маслосистемы паровых турбин приняты на напряжении 6 кВ, аварийные насосы смазки на напряжении 0,4 кВ.

На постоянном токе принято питание сети аварийного освещения, оперативных цепей управления, автоматики, защиты и сигнализации элементов главной схемы и устройств АСУ ТП.

Полная расчетная мощность составляет 15 820 кВА.

Распределительные устройства 6 кВ

Электроснабжение потребителей собственных нужд 6 кВ газотурбинных установок, котлов утилизаторов и паровой турбины, устанавливаемых в новом главном корпусе, а также общестанционных потребителей предусмотрено от двух вновь устанавливаемых общестанционных секций РУСН 6 кВ «1ВА», «2ВА». Питание секций РУСН 6 кВ «1ВА», «2ВА» выполняется от трансформаторов собственных нужд «ВТ01» и «ВТ02» мощностью по 16 000 кВА, по схеме «неявного резерва». Распределительное устройство 6 кВ ком-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

плектуется из ячеек КРУ 6 кВ заводского изготовления с вакуумными выключателями и микропроцессорными релейными блоками.

Электроснабжение потребителей ХВО предусмотрено от реконструируемых секций РУСН 6 кВ ХВО.

Трансформаторы низкого напряжения

Для питания распределительных устройств 0,69 и 0,4 кВ собственных нужд ПГУ (ГТУ) предусматриваются:

- два трансформатора мощностью по 3200 кВА, напряжением 6/0,69 кВ;
- три трансформатора мощностью по 1000 кВА, напряжением 6/0,4 кВ.

Для питания РУ 0,4 кВ собственных нужд заменяемых паровых турбин главного корпуса ПСУ предусматривается замена трех существующих трансформаторов мощностью по 750 кВА на трансформаторы мощностью по 1 000 кВА, напряжением 6/0,4 кВ.

Для питания РУ 0,4 кВ градирен устанавливаются два трансформатора мощностью 630 кВА, напряжением 6/0,4 кВ.

В связи с увеличением нагрузок по химводоочистке предусмотрена замена существующих трансформаторов ХВО мощностью 630 кВА на трансформаторы мощностью 1 000 кВА.

Распределительные устройства низкого напряжения

В главном корпусе ГТУ предусмотрена установка:

- двух секций РУСН 0,69 кВ с питанием по схеме «неявного резерва»;
- двухсекций РУСН 0,4 кВ с питанием по схеме «явного резерва»;
- двух секций РУСН 0,4 кВ для градирен с питанием по схеме «неявного резерва».

В главном корпусе ПСУ потребители 0,4 кВ питаются от секций РУСН 0,4 кВ, имеющих питание по схеме «явного резерва».

Для питания цепей управления релейной защиты, АСУ ТП и аварийного освещения в главном корпусе ГТУ предусмотрена установка двух аккумуляторных батарей со щитом постоянного тока. Работа аккумуляторных батарей предусмотрена в режиме постоянного подзаряда от зарядного устройства. В качестве аккумуляторных батарей используются герметичные необслуживаемые аккумуляторные батареи.

Электрическое освещение

Предусмотрены следующие виды освещения:

- рабочее освещение зданий и сооружений на напряжение 220 В переменного тока;
- аварийное освещение на напряжение 220 В постоянного тока;
- эвакуационное освещение на напряжение 220 В;
- наружное освещение дорог, проездов, проходов напряжением 380/220 В переменного тока;
- световое ограждение дымовых труб.

Управление наружным освещением предусмотрено ручное со щитов управления и автоматическое с использованием фототиристоров. Сеть наружного освещения предусмотрена отдельно от внутреннего освещения зданий и сооружений. Наружное освещение территории станции выполнено светильниками с газоразрядными лампами.

В пожаро-взрывоопасных помещениях и зонах применяются светильники пожаро- и взрывобезопасного исполнения. В помещениях и зонах с повышенной опасностью поражения электрическим током применяется напряжение 36,12 В.

Предусмотрена сварочная сеть.

Кабельное хозяйство

Связь между блочными трансформаторами и выводами генераторов выполняется гибкими связями, связь между блочными трансформаторами и КРУЭ 110 кВ – кабелями 110 кВ. Между секциями РУСН 6 кВ и трансформаторами собственных нужд «ВТ01» и «ВТ02» предусматриваются токопроводы 6 кВ.

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

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

помещений главного корпуса на первом этаже кабели прокладываются в кабельных каналах, на втором этаже предусматривается двойной пол.

В кабельных каналах и двойных полах предусматривается система пожарной сигнализации. Проходы кабелей через стены, перекрытия и перегородки уплотняются трудносгораемыми материалами.

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.

Кабели 110 кВ прокладываются в земле в железобетонных каналах.

Системы безопасности эксплуатации электроустановок

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

Для заземления электрооборудования, устанавливаемого в зданиях, предусматривается внутренняя сеть заземления, выполняемая стальной полосой сечением 40х4 мм^2, а ответвления к заземляемому электрооборудованию полосой сечением 25х4 мм^2. Предусматривается 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^2, прокладываемой в земле на глубине 0,5÷0,7 м, к которой подключаются электроды заземления диаметром 16 мм длиной 5 м. Для наружного контура заземления используются также кабельные конструкции, пролетные строения и другие элементы кабельных и технологических эстакад.

Предусмотрено устройство системы уравнивания потенциалов по внешним наземным или надземным коммуникациям путем присоединения их на вводе в здание или сооружение к наружному контуру заземления.

Релейная защита, управление, измерение, сигнализация, автоматика

Управление, автоматизация и сигнализация электротехническим оборудованием расширяемой части ТЭЦ выполняется с применением автоматизированной системы управления.

Размещение релейной аппаратуры защиты, управления и автоматики предусмотрено:

- для блоков генератор-трансформатор «1GT», «2GT» и «Т-3» в релейном щите РУ 110 кВ и в блоках управления ГТУ № 1, ГТУ № 2, ПГУ № 3;
- для трансформаторов с.н. 110/6,3 кВ «ВТ01» и «ВТ02» в релейном щите РУ 110 кВ;
- для присоединений КРУЭ 110 кВ в релейном щите РУ-110 кВ;
- для элементов питания собственных нужд в шкафах РУСН 6 кВ, РУСН 0,69 кВ и РУСН 0,4 кВ.

Управление основными элементами схемы электрических соединений ТЭЦ предусматривается с главного щита управления ГЩУ и с блочного щита управления БЩУ.

Для элементов схемы ТЭЦ предусмотрено:

- автоматическое регулирование напряжения генератора;
- автоматическая синхронизация генератора;
- автоматическое гашение поля ротора генератора;
- автоматическое регулирование частоты генератора;
- автоматическое регулирование напряжения на шинах 6 кВ собственных нужд;
- автоматический ввод резервного питания секций собственных нужд;
- автоматическое регулирование напряжения на шинах 220 В щита оперативного постоянного тока;
- автоматическое переключение аварийного освещения;
- автоматическое включение наружного освещения;
- автоматическое включение систем пожаротушения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для системных элементов - автоматическое повторное включение выключателей линий 110 кВ.

Релейная защита предусмотрена в объеме, соответствующем действующим «Правилам устройств электроустановок» (ПУЭ РК) и «Руководящим указаниям по релейной защите».

Выполнение релейной защиты предусмотрено на микропроцессорных устройствах.

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

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.

Расчетное количество телефонных аппаратов для проектируемых и расширяемых зданий и сооружений - 57 шт.

Для телефонизации проектируемых зданий и сооружений предусмотрена установка дополнительного оборудования серии KX-TDA 200: платы расширения для включения внутренних и внешних линий, кроссовое оборудование, рассчитанное на включение 64 внутренних и 8 внешних линий связи.

Оборудование АТС и кросс для включения распределительных и абонентских кабелей устанавливаются в инженерном корпусе.

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

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

Для абонентской сети принимаются экранированные кабели в негорючих оболочках.

Громкоговорящая связь

Для поиска и передачи речевых сообщений в подразделениях ТЭЦ используется существующий трансляционный усилитель типа ЕМС-1000.

Для передачи сообщений в проектируемые здания предусматривается установка громкоговорителей мощностью 6, 10, 20 Вт, и уличных громкоговорителей мощностью 25 Вт.

Для передачи сообщений в здания предусматривается установка усилительного оборудования мощностью 650 Вт с коммутационным оборудованием. Предусмотрено оборудование с возможностью организации до 10 индивидуальных зон поисковой связи с передачей сообщений с микрофонного пульта диспетчера.

Сеть громкоговорящей связи выполняется кабелем типа ПРППМ-2х1,2, прокладываемым в каждую зону индивидуально.

Автоматическая пожарная сигнализация и оповещение о пожаре

Автоматическая пожарная сигнализация предусмотрена во всех помещениях зданий и сооружений кроме помещений с мокрым технологическим процессом, венткамер, насосных, бойлерных и помещениях, оборудованных автоматическим пожаротушением.

Оснащению устройствами автоматической пожарной сигнализации подлежат главный корпус ГТУ, кабельные каналы в блоке ЭТО и ОСА, пункт подготовки газа, КРУЭ 110 кВ, инженерный корпус с проходной, склад мокрого хранения соли, РУСН 6/0,4 кВ к ВПУ, водогрейная котельная (реконструируемая часть).

Выбор автоматических пожарных извещателей для обнаружения очагов возгорания производится в зависимости от назначения помещения. К установке приняты дымовые оптические пожарные извещатели, тепловые и ручные пожарные извещатели. Для управления системой пожаротушения предусмотрены пожарные извещатели пламени.

Во всех электротехнических помещениях, в помещениях кабельного хозяйства, на путях эвакуации персонала из зданий устанавливаются дымовые пожарные извещатели.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Способ обнаружения дыма – фотоэлектрический, что позволяет обнаружить дым любого химического состава и происхождения.

В служебных и подсобных помещениях устанавливаются тепловые пожарные извещатели.

В помещениях с повышенной вероятностью пожара и взрыва (категории А и Б) предусмотрена установка пожарных извещателей во взрывобезопасном исполнении.

При высоте ригелей более 40 см, предусмотрена установка пожарных извещателей в каждом потолочном пространстве помещений, ограниченном ригелями или стеновыми перегородками.

Для объектов, где применение дымовых и тепловых извещателей нецелесообразно (открытые машинные установки, склады под навесами), предусмотрена установка извещателей пламени всепогодного и взрывобезопасного исполнения. Принцип действия данных извещателей основан на обнаружении инфракрасного спектра открытого пламени.

Ручные пожарные извещатели устанавливаются на путях эвакуации персонала и на лестничных маршах каждого этажа зданий. Вне зданий вдоль открытых установок данные извещатели устанавливаются на специальных стойках с шагом не более 50 метров.

Приемно-контрольная панель системы пожарной сигнализации обеспечивает контроль всех шлейфов автоматической пожарной сигнализации объекта.

Приемно-контрольная панель установлена в помещении главного щита управления. Питание панели осуществляется от сети переменного тока 220 В, 50 Гц. Источник резервного питания (24 В) принят СКАТ-24/7, с установленными в корпусе двумя аккумуляторами 12В, 7 А/ч.

Шлейфы пожарной сигнализации выполняются проводами КРВПМ.

В качестве соединительного контрольного кабеля использован телефонный кабель типа ТПП.

Оповещение персонала о пожаре оснащается системами оповещения по третьему типу: речевое оповещение, осуществляемое через существующую сеть селекторной связи, и громкоговорящие устройства.

Около эвакуационных выходов устанавливаются свето-звуковые приборы оповещения – сирена-строб. Перед эвакуационными выходами устанавливаются световые указатели направления аварийного выхода. Питание указателей осуществляется от двух независимых источников питания. При отключении основного питания, указатели выхода работают от встроенного аккумулятора.

Система видеонаблюдения

Основным приемным устройством системы видеонаблюдения является видеорегистратор. Данный прибор осуществляет прием, обработку, передачу на устройства отображения и запись видеосигналов от подключенных видеокамер.

В качестве приемного устройства системы выбраны три 16-и канальных цифровых видеорегистратора.

Регистратор позволяет подключить 16 видеокамер с возможностью выбора режима, скорости и качества записи для каждой камеры индивидуально.

Все приемные устройства системы видеонаблюдения устанавливаются в здании инженерного корпуса с проходной в помещении оператора.

Для передачи видеосигналов от камер, удаленных от пункта наблюдения более чем на 100 метров предусмотрена установка комплектов «активный передатчик и приёмник», которые обеспечивают передачу цветного видеосигнала по кабелю типа «витая пара».

Все видеокамеры объекта подключаются к видеорегистратору самостоятельными шлейфами.

При прокладке кабелей между камерами и видеорегистратором используется экранированный видеокабель типа КВК-В-2-2х0,75 и кабель типа UTP-5cat E «витая пара». Питание к видеокамерам подводится кабелем NYM 3х1,5.

Управление автоматическим пожаротушением

Пожарные извещатели, установленные в зоне действия систем пожаротушения подключаются к соответствующим приборам управления пожаротушением на одно на-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

правление типа СТАРТ-4А. При получении прибором от извещателей сигнала «ПОЖАР» происходит подача пускового напряжения на соответствующий узел управления системы пожаротушения (пусковой электромагнитный клапан), что приводит к его открытию и началу процесса тушения.

Системы обнаружения газовой опасности

Система обнаружения газовой опасности имеет средства для непрерывного контроля с целью своевременного выявления наличия горючих газов с немедленным оповещением персонала о создавшихся опасных условиях.

Детекторы газа, а также ручные вызывные кнопки установлены в различных пунктах установок и зданий для возможности автоматического обнаружения утечек углеводородов.

Система имеет средства для передачи данных на АСУТП с тем, чтобы оператор всегда имел в своем распоряжении текущую информацию о состоянии на территории ТЭЦ. Позиции детекторов отображены на графиках с динамическим обновлением состояния.

6.9. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуации и по взрывопожароопасных ситуаий

Технические риски, в основном, связаны с аварийными ситуациями на тепломеханическом оборудовании электростанции и могут возникнуть в ряде случаев, например, таких как нарушение механической целостности отдельных агрегатов, механизмов, установок; аппаратов и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов; при возгорании протечек горючих жидкостей - смазочного масла, мазута, взрывах природного газа и т.п.

В первые годы эксплуатации технические риски теплоэлектроцентрали при условии выполнения всех технических регламентов, заводских инструкций и нормативных требований, при отсутствии несогласованных отступлений от проектной документации при строительстве, практически сведены к минимуму. По мере износа оборудования в процессе эксплуатации, отсутствия средств или их недостаток на проведение плановых ремонтов и технического обслуживания, а также недостаточная квалификация эксплуатационного и ремонтного персонала могут привести к резкому повышению уровня технических рисков и возникновению аварийных ситуаций.

Для снижения рисков (предотвращения аварийных ситуаций) и повышения надежности работы, проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт оборудования, зданий и сооружений теплоэлектроцентрали, должны осуществляться в строгом соответствии с действующими Нормами, Правилами и Инструкциями, а также с применением Системы Менеджмента Качества.

На ТЭЦ-4 предусматриваются следующие инженерно-технические мероприятия, относящиеся как непосредственно к области предупреждения аварийных ситуаций, так и к режиму безопасности труда персонала:

- устанавливается новое основное и вспомогательное оборудование, выпускаемое заводами, которые положительно зарекомендовали себя в мировой практике. Оборудование отличается надежностью, высокими технико-экономическими и экологическими показателями, оно, большей частью, отработано в производстве и эксплуатации;
- устанавливаемое вспомогательное оборудование выбирается с учетом его надежности и экономичности. Вспомогательное оборудование, выход из строя которого может создать аварийную ситуацию, резервируется. При необходимости предусматривается автоматическое включение резервного оборудования (АВР);
- устанавливается основное и вспомогательное оборудование, снабженное защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
- управление технологическим оборудованием предусматривается со щитов управления, где сконцентрированы контрольно-измерительные приборы, устройства защиты, управления и сигнализации. При отклонении параметров от заданных значений срабатывает технологическая сигнализация, а при более глубоких отклонениях срабатывают либо локальные защиты, либо происходит отключение оборудования;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- сосуды, работающие под давлением, а также ряд трубопроводов, снабжаются предохранительными устройствами;
- компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации. Расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта. Оборудование и трубопроводная арматура снабжаются в необходимом количестве стационарными площадками обслуживания, лестницами, переходными мостиками и т.д., а здания и сооружения – выходами и проемами;
- каналы, дренажные и технологические приямки, а также проемы в площадках обслуживания перекрываются съемными и стационарными настилами или огораживаются;
- для оперативно используемой арматуры, арматуры большого диаметра и арматуры с большим перепадом давлений применяются дистанционные приводы и, при необходимости, байпасирование трубопроводами малого диаметра (в т.ч. для прогрева трубопроводов);
- для заполнения, опорожнения и предотвращения гидроударов трубопроводы снабжаются в необходимом количестве трубопроводами воздушников и дренажей, в т.ч., при необходимости, постояннодействующими;
- горячие поверхности оборудования и трубопроводов покрываются тепловой и теплоаккустической изоляцией;
- для предотвращения разливов и возгорания смазочного масла все маслопроводы выполняются с применением бесшовных стальных труб и стальной арматуры;
- для локализации пожара предусматривается аварийный слив турбинного смазочного масла в подземный бак;
- фланцевые соединения и арматура станционных мазутопроводов закрываются кожухами со сбором протечек. Мазутопроводы выполняются из стальных бесшовных труб с применением стальной арматуры;
- предусмотрено индивидуальное пожаротушение основного пожароопасного оборудования станции;
- помещения подготовки газа, кожухи газовых турбин оснащаются системами вентиляции;
- газопроводы оборудуются необходимой предохранительной, отсекающей и прочей арматурой и автоматикой;
- техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования электростанции осуществляется, в основном, с помощью стационарных грузоподъемных механизмов - мостовых и подвесных кранов, передвижных талей и пр.;
- при проектировании высокотемпературных трубопроводов и газопроводов, в т.ч. большого диаметра, выполняются их расчеты на прочность и самокомпенсацию с учетом максимально возможных параметров среды;
- исключается открытый сброс дренажей установок и трубопроводов. Все горячие дренажи направляются в расширители или баки сбора с дальнейшим использованием в цикле станции;
- при проектировании складских помещений предусматриваются все нормативные мероприятия по технике безопасности, в т.ч. по предотвращению выбросов хранимых веществ в окружающую среду;
- баки запаса подпиточной воды теплосети, в которых находится горячая вода, в целях предупреждения лавинообразного разрушения усиливаются специальными конструкциями. Территория установки баков, с целью предотвращения разливов воды, огораживается;
- помещения с постоянным обслуживающим персоналом оборудуются стационарным освещением, отоплением, вентиляцией, кондиционированием воздуха, средствами связи, а также санузлами и эвакуационными выходами;
- территория резервуарного парка склада мазутохозяйства, с целью предотвращения разливов при повреждении резервуаров, огораживается;
- оголовки продувочных газопроводов (свечи) расположены согласно Требованиям промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов Республики Казахстан.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.10. Охрана окружающей среды

С западной стороны территории ТЭЦ расположены предприятия малого бизнеса и одноэтажное жилье. Расстояние до одноэтажного жилья составляет 324 м. На последующих стадиях проектирования будет приведена характеристика объектов жилого сектора, расположенного в пределах санитарно-защитной зоны предприятия (письмо АО «Таразэнергоцентр» от 4 января 2012 года № 18-08 и санитарно-эпидемиологическое заключение Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министертсва здравоохранения Республики Казахстан от 26 декабря 2011 года № 38). Основное топливо - природный газ, резервное – топочный мазут. Относится к объектам 1 категории, к 2 классу по санитарной классификации, радиус санитарно-защитной зоны предприятия составляет 500 м.

Основным направлением воздействия ТЭЦ-4 на окружающую среду являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух города, среди которых превалируют выбросы диоксида азота, и шумовой фактор. Реализация реконструкции и расширения ТЭЦ-4 предусмотрена в пределах существующей площадки ТЭЦ, отвод дополнительных земель не требуется. До реконструкции на территории ТЭЦ насчитывалось 80 источников выбросов, из них 32 организованных. В выбросах содержатся вредные вещества 38 наименований. Валовый выброс в атмосферу не превышает разрешенного лимита. Из предложенных вариантов расширения и реконструкции ТЭЦ-4 наиболее оптимальным является вариант 1 с установкой ПГУ, что связано с наиболее высокой эффективностью использования топлива (81%), а также максимальным коэффициентом использования воды в оборотных системах 78% вместо 57%. При этом удельный экологический ущерб на единицу произведенной продукции минимален - 0,67 тенге/ГДж. Удельные выбросы окислов азота на единицу сожженного топлива снизятся после реализации проектных решений на 10%. Расчет максимальной концентрации загрязняющих веществ с учетом существующего фона на границе санитарно-защитной зоны показал по диоксид азоту 0,87 доли ПДК, по группе суммации веществ (диоксид азота + диоксид серы) – 0,88 доли ПДК.

На период строительства воздействие на атмосферный воздух локальное и временное, производится при работе строительной техники и автотранспорта, при проведении земляных и сварочных работ. На период эксплуатации общее количество источников увеличится на 1 организованный источник. Влияние на атмосферный воздух после реконструкции и расширения ТЭЦ-4 не превысит существующий уровень. Объемы выбросов окислов азота и диоксида серы снизятся за счет использования парогазовой технологии производства электроэнергии и за счет повышения эффективности производства.

Источниками водоснабжения ТЭЦ являются общегородские водопроводные сети и две артезианские скважины. После реконструкции схемы водоснабжения и водоотведения предприятия сохраняются. Образующиеся отходы утилизируются согласно заключенных договоров по принятой на предприятии схеме управления отходами.

Источниками шума на период реконструкции является строительная техника и автотранспорт. Уровень шума работающих машин и механизмов не превысит 80 дБА. На период эксплуатации источники шума: трансформаторы, вентиляторные градирни, газотурбинные установки, пункт подготовки газа, включая компрессорную, КРУЭ 110 кВ. Общее количество источников шума на площадке в результате реконструкции составит 17 шт. Уровень шумового воздействия на границе санитарно-защитной зоны составит 43-45 дБА. Для снижения шумового воздействия на территории предприятия предусмотрено: использование технологического оборудования с уровнем шума не превышающим допустимого, установка шумоглушителей и применение дополнительных кожухов; тепловая и теплоакустическая изоляция; использование зеленых насаждений в качестве шумозащитного экрана. Основным источником электромагнитного воздействия на ТЭЦ является оборудование вырабатывающее, трансформирующее и передающее электроэнергию: электрогенератор в главном корпусе ПГУ, трансформаторы силовые, трансформаторы тока и трансформаторы напряжений, линии электропередач. Проектируемые электроустановки соответствуют «Правилам устройства электроустановок Республики Казахстан». Контроль за воздействием электромагнитного излучения на окружающую среду предусматривается согласно СНиП РК № 3.01.036-97*.

Мероприятия, предусмотренные для снижения воздействия на окружающую среду:

- применение технологии парогазового цикла (установка газовых турбин с низким выходом окислов азота – не более 25 пропромили) позволит рационально использовать топливо и сократить удельные выбросы в атмосферу загрязняющих веществ и парниковых газов на единицу произведенной продукции;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- применение шумоглушителей и специальных шумозащитных конструкций;
- установка автоматических газоанализаторов на газовых турбинах;
- оборотная система охлаждения газовых турбин с использованием вентиляторных градирен;
- организуется централизованный сбор протечек турбинного масла в специальные баки;
- организация сбора, хранения и своевременного вывоза образующихся отходов;
- контроль водопотребления и водоотведения;
- обвалование технических площадок и сооружений для предупреждения попадания аварийного сброса в почву;
- благоустройство и озеленение промышленной площадки ТЭЦ-4;
- производственный экологический контроль состояния компонентов окружающей среды; мониторинг состояния подземных вод по 2 существующим скважинам на площадке ТЭЦ-4.

Реконструкция ТЭЦ-4 направлена на обеспечение надежного теплоснабжения населения, сохранение существующего источника. При соблюдении природоохранных мероприятий воздействие при реализации принятых решений на окружающую среду оценено как допустимое.

Раздел «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» рассмотрен и согласован Шу-Таласским департаментом экологии Комитета экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан – заключение государственной экологической экспертизы от 8 декабря 2011 года № 03-1-3027.

6.11. Институциональный раздел

Основными участниками Проекта, независимо от схемы финансирования, являются: акционеры, государство, подрядчик, поставщик, эксплуатирующая организация.

Институциональная схема Проекта
Реконструкция и расширение ТЭЦ-4 АО «Таразэнергоцентр»

Таблица 17

№ 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 (указывается в случае рассмотрения проекта, предполагаемого реализации посредством финансирования за счет целевых трансфертов на развитие из республиканского бюджета)	Акимат Жамбылской области	Государственный орган, осуществляющий формирование и реализацию государственной политики в сфере энергетики и коммунального хозяйства Жамбылской области.	Надежное функционирование систем электро- и теплоснабжения области
3	Участник Проекта (Балансодержатель в постинвестиционный период)	Управление финансов Акимата Жамбылской области		
4	Участник Проекта (Эксплуатирующая организация)	АО «Таразэнергоцентр»	Производство электро- и теплоэнергии	Надежное функционирование систем электро- и теплоснабжения г. Тараз
5	Участник Проекта (Подрядчик)	Определяется открытым конкурсом	Проведение строительных работ по реконструкции и расширению ТЭЦ-4	Своевременное строительство и сдача объекта

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основные требования, при увязке интересов основных участников Проекта следующие:

– активы Проекта и состав участников должны быть сформированы строго в соответствии с целью инициаторов проекта;

– Проект должен получить необходимые ресурсы, чтобы все его стадии были выполнены в срок. Вместе с тем объем потребляемых ресурсов не должен превышать объективные потребности Проекта на каждой его стадии;

– требования участников Проекта не должны быть взаимоисключающими, и каждый из участников должен получить от него то, чего он ожидает;

– должны быть проанализированы все возможные случаи остановки Проекта или существенного отклонения от проектных условий и по возможности застрахованы с помощью гарантий участников Проекта. При этом важно не только определить, кто является гарантом, но и с достаточной степенью достоверности представить себе, что произойдет, если эти гарантии придется выполнять.

Наиболее распространенными формами организации финансирования строительства являются государственно-частное партнерство, в том числе концессия, являющаяся одной из форм государственно-частного партнерства, и привлечение заемных средств. Под государственно-частным партнерством понимается юридическое лицо, в качестве учредителей которого выступает с одной стороны государство, с другой - частный инвестор.

Привлечение заемных средств, является неизбежным при строительстве крупных и дорогостоящих объектов и при концессионных отношениях, и при государственно-частном партнерстве.

Риски управления Проектом

В процессе реализации Проекта возможны риски:

– связанные с изменением валютного регулирования, изменением правил таможенного контроля и пошлин, изменением налогового законодательства;

– с утратой контроля над государственной или муниципальной собственностью, снижение качества предоставляемых услуг, рост стоимости услуг для конечных потребителей, снижение капитальных расходов при строительстве за счет высоких операционных издержек;

– неверной оценки будущей стоимости Проекта, риск существенных изменений условий контракта и риск смены контрагента;

– со снижением прозрачности государственного бюджета в том случае, если у соответствующего органа государственной власти или местной администрации возникают обязательства перед компаниями частного сектора недолгового характера. Оставаясь формально текущими расходами бюджета, они фактически увеличивают долговую нагрузку соответствующей администрации.

Мероприятия по снижению рисков:

– проведение дополнительных мероприятий направленных на снижение рисков;

– страхование;

– распределение рисков между участниками (частичная передача рисков партнерам по отдельным инвестиционным ситуациям) ответственным при этом за конкретный вид риска назначить того из участников, который обладает возможностью точнее и качественнее рассчитывать и контролировать данный риск;

– тщательного составления контракта с частной компанией, оговаривая минимальные стандарты качества, оценивая стоимость Проекта на протяжении всего его жизненного цикла и предусматривая системы вознаграждения, основанные на эффективности работы подрядчика;

– приобретение дополнительной информации.

6.12. Организация строительства

Расчет продолжительности строительства выполнен в соответствии со СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» и составляет 18 месяцев. Начало строительства объекта принято с первого квартала 2013 года на основании письма АО «Таразэнергоцентр» от 9 сентября 2011 года № 4408-08, с заделами по годам строительства: в 2013 году – 34%, в 2014 году – 66%.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.13. Сметная документация

Расчетная стоимость строительства определена в соответствии со СНиП РК 1.02-01-2007* и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республики Казахстан», на основании сборников сметных цен и расценок на строительные работы СН РК 8.02-05-2002, на строительные материалы, изделия и конструкции СН РК 8.02-04-2002, книги 1-5 с дополнениями и изменениями, СН РК 8.02-01-2002 «Порядок определения расчетной стоимости строительства на стадии технико-экономических обоснований».

При расчете сметной документации использована сметно-нормативная база в которой затраты на оплату работников строительства, цены и тарифы на материально-технические ресурсы и услуги приняты по состоянию, зафиксированному в инвестиционно-строительной сфере Республики Казахстан в 2001 году.

Стоимость оборудования определена в соответствии п. 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

Расчеты выполнены на основании технических решений, схем, спецификаций, коммерческих и ценовых предложений с применением следующих проектов – аналогов:

- 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 РГП «Госэкспертиза» от 10 ноября 2011 года № 01-448/11;
- проект «Модельный проект внедрения энергосберегающей технологии на Уральской ТЭЦ» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 2 апреля 2004 года № 2-120/04);
- проект «Газотурбинная электростанция на месторождении Акшабулак» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 23 сентября 2009 года № 01-450/09);
- проект «Установка турбоагрегата типа ПТ-65/75-130/13 ст. № 1 АО «Павлодарэнерго» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 30 декабря 2010 года № 01-661/10);
- проект «Расширение и реконструкция СП ТЭЦ-2, г. Астана». Корректировка проектно-сметной документации первого пускового комплекса в базовых ценах 1991 года, по второму и третьему пусковым комплексам в нормативной базе цен 2001 года (заключение РГП «Госэкспертиза» от 10 октября 2005 года № 2-705/05);
- проект «Реконструкция ТЭЦ-1 для приема тепла от ТЭЦ-2 в г. Алматы». (заключение РГП «Госэкспертиза» от 8 июля 2010 года № 02-0369/10);
- проект «Расширение и реконструкция ТЭЦ-2 с установкой котлоагрегатов ст. № 7, 8, турбоагрегатов ст. № 5, 6 и водогрейной котельной г. Астаны» (РП. Насосная 1-го подъема с коллекторной, баками и трубопроводами на площадке)» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 25 декабря 2008 года № 2-736/08);
- рабочий проект «Реконструкция 10-ти секционных вентиляторных градирен ст. №1-4 АО «АлЭС» ТЭЦ-3» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 29 июля 2011 года № 01-268/11);
- проект «Расширение и реконструкция СП ТЭЦ-2, тепловых сетей и электросетевых объектов г. Астана». Расширение и реконструкция СП ТЭЦ-2. Корректировка сметной документации (заключение РГП «Госэкспертиза» от 29 июля 2011 года № 01-268/11);
- проект «Строительство ТЭЦ-3 в г. Астане. 1 очередь» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 12 мая 2011 года № 01-146/11);
- проект «Строительство котельной и подстанции в микрорайоне «КАМАЗ». Строительство котельной г. Алматы» (заключение Южного филиала РГП «Госэкспертиза» от 29 декабря 2007 года № 7-720/07).

В расчетной стоимости 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);
- налоги, сборы, обязательные платежи, установленные действующим законодательством в размере 2 %;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- налог на добавленную стоимость (НДС) в размере, установленном законодательством Республики Казахстан, от сметной стоимости строительства в текущих ценах с учетом налогов, сборов и обязательных платежей;
- пересчет от базовых цен 2001 года в текущие цены расчетной стоимости реконструкции выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011 - 2012гг. постановлением Правительства Республик Казахстан, на период строительства 2013-2014 гг. по прогнозному МРП в размере 1731 тенге и 1852 тенге соответственно.

6.14. Финансово-экономический раздел

Экономическая оценка ТЭО выполнена согласно «Правила разработки, согласования и состава технико-экономических обоснований на строительство» СП РК 1.02-21-2007.

В качестве возможных схем финансирования Проекта реконструкции и расширения ТЭЦ-4 по результатам экономического анализа и по согласованию с заказчиком (письмо ГУ «Управление энергетики и коммунального хозяйства акимата Жамбылской области» от 12 сентября 2011 года №03-1088) приняты следующие:

- 50 % -бюджетные средства и 50% привлекаемые источники финансирования;
- 70 % -бюджетные средства и 30% привлекаемые источники финансирования;
- 100% -бюджетные средства.

при условиях:

- бюджетные средства предоставляются в виде безвозвратных субсидий;
- привлекаемые средства рассматриваются как кредитные с процентной ставкой равной 10%;
- льготный срок – период строительства, выплата - 10 лет.

В качестве базового сценария рассмотрена схема финансирования 50% - бюджетные средства и 50% заемные источники финансирования.

Расчет экономических и финансовых показателей рассмотрен при условиях:

- использование в рамках данного Проекта следующей схемы финансирования:
  бюджетные денежные средства – 50%;
  заемные денежные средства – 50%;
- расчетный период Проекта составляет 20 лет, в том числе:
  4 года – инвестиционный период, включающий в себя проектные работы и работы по реконструкции и модернизации ТЭЦ-4,
  16 лет – расчетный период эксплуатации;
- ставка дисконтирования принята на уровне 7,5%, на уровне ставки рефинансирования Национального Банка Республики Казахстан;
- учет прогнозного уровня инфляции;
- ставки начисления налогов взяты в соответствии с текущим 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 Проекта после реконструкции и модернизации ТЭЦ-4 на расчетный период принят, исходя из выполненных в работе маркетинговых исследований и технологических расчетов по каждому рассматриваемому варианту в технологической части.

Расчет прогнозного тарифа на производство тепловой энергии осуществляется по аналогии с утвержденной тарифной сметой. Изменение тарифной стоимости тепловой энергии приведено с учетом инфляции, что обуславливает рост стоимости тарифа на 1 Гкал тепловой энергии в течение расчетного периода, а также с учетом предполагаемого роста цен на топливо (газ).

Расчет прогнозного тарифа на производство электроэнергии в рамках Проекта осуществляется на основании анализа цен основных конкурентов, поставляющих электроэнергию в данный регион. Соответственно, в рамках Проекта прогнозный тариф на электроэнергию принимается на уровне не ниже утвержденного предельного тарифа производства электроэнергии основного конкурента.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В общие эксплуатационные издержки включаются затраты на топливо, затраты на вспомогательные материалы, затраты на техническое обслуживание и текущий ремонт, затраты по оплате труда, расходы по реализации продукции, амортизационные отчисления, налоги и другие обязательные платежи в бюджет, административные расходы, прочие производственные расходы. Налогообложение принято по действующему Налоговому кодексу Республики Казахстан. Расчеты эксплуатационных затрат на весь расчетный период Проекта приняты с учетом инфляции.

Расчеты выполнены в прогнозных ценах с учетом инфляции, официальный уровень которой в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Республики Казахстан на 2011-2015 годы установлен в границах 6-8%.

Цена топлива в расчетах принята:

- газ - 19 872,3 (без НДС) на уровне 2015 года;
- мазут - 19 872,3 (без НДС),

с дальнейшей поправкой на коэффициент инфляции.

Расчетные отпускные цены:

- на электроэнергию - 8,8 тенге/кВтч (без НДС);
- на теплоэнергию - 3 400 тенге/Гкал (без НДС),

с дальнейшей поправкой на коэффициент инфляции.

Финансовый анализ выполнен с использованием программного комплекса АЛЬТ–Инвест (версия al-6summ), разработанного ООО "Альт-Инвест" на основе методики ЮНИДО.

Основные финансовые и экономические показатели инвестиционного Проекта

Таблица 18

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя	
			Вариант 1 ПГУ-125 МВт	Вариант 2 КоГТУ-94 кВт
1	Ставка дисконтирования	%	7,5%	7,5%
2	Расчетный период проекта	лет	20	20
3	Расчетный тариф на электроэнергию (в ценах 2015 г. без НДС)	тенге/кВт*ч	8,8	8,8
4	Расчетный тариф на тепловую энергию (в ценах 2015 г. без НДС)	тенге/Гкал	3 400,0	3 400,0
5	Чистая приведенная стоимость инвестиционного проекта (NPV)	млн.тенге	15 035,0	1 804,0
6	Внутренняя норма доходности (IRR)	%	17,8%	9,0%
7	Простой срок окупаемости проекта	лет	10,4	14,7
8	Дисконтированный срок окупаемости проекта	лет	12,8	18,3
9	Индекс доходности инвестиций (PI)	k	2,2	1,8

Анализ представленных в ТЭО вариантов реализации проекта по различным технологическим схемам реконструкции и модернизации ТЭЦ-4 в г. Тараз наглядно показывает, что рассмотренные варианты имеют положительные значения показателей коммерческой эффективности Проекта.

Приведенные в настоящем ТЭО данные и расчеты свидетельствуют, что наиболее эффективным способом реконструкции ТЭЦ-4 является Вариант 1 строительства нового главного корпуса с парогазовыми установками (ПГУ-125 МВт), обеспечивающий наибольшую удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении наиболее эффективным способом за счет более полного использования тепла топлива.

По результатам выполненного финансового анализа, обоснования финансовой реализуемости вариантов и анализа чувствительности к реализации рекомендуется Вариант 1 ПГУ-125 МВт с наибольшей эффективностью и устойчивостью к изменениям основных базовых параметров.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.15. Социальный раздел

Потребность в трудовых ресурсах

Показатели по численности персонала АО «Таразэнергоцентр»

Таблица 19

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2010 г.	
			До расширения	После расширения
1	Фактическая численность работников, всего	чел.	343	371
	в том числе:			
	- управление		37	40
	- эксплуатация	чел.	126	140
	- служба централизованного ремонта	чел.	68	68
	- служба реализации тепло- и электроэнергии	чел.	63	73
	- транспортно-ремонтная служба	чел.	32	32
	- другие службы общего назначения	чел.	17	18

При реализации Проекта реконструкции и расширения ТЭЦ-4 потребность в трудовых ресурсах для АО «Таразэнергоцентр» увеличивается: на 28 человек, что обеспечит увеличение занятости населения, и будет способствовать росту денежных доходов и благосостояния населения в регионе. 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 ТЭЦ-4 АО «Таразэнергоцентр» 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.

Социальные риски

Социальные риски в первую очередь связаны с увольнением квалифицированных специалистов. С целью минимизации данных рисков кадровая служба АО «Таразэнергоцентр» постоянно отслеживает уровень заработной платы, организацию рабочих мест данной категории работников и оперативно принимает меры по их закреплению на предприятии.

Таблица 20

№ п/п	Виды рисков	Отрицательное влияние	Способы защиты
1	Трудности с подбором квалифицированного персонала	Увеличение затрат на комплектование кадров	Резервирование денежных средств
2	Несоблюдение трудовой дисциплины	Штрафы за несоблюдение договоров, их расторжение	
3	Неквалифицированность рабочего персонала	Снижение качества предоставляемых услуг	

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых технических решений

Технико-экономическое обоснование разработано в необходимом объеме, в соответствии с заданием на разработку, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

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

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки технико-экономического обоснования.

При разработке технико-экономического обоснования учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В технико-экономическом обосновании согласно имеющимся возможностям применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, изготавливаемые на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые решения с учетом внесенных изменений по п. 7.2. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, взрывопожарной и промышленной безопасности, функциональному назначению объекта.

7.2. Изменения и дополнения, внесенные в технико-экономическое обоснование в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в технико-экономическое обоснование «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения

1. Просчитана эффективность при переходе на равнодоходные цены на газ в Республике Казахстан.

2. Выполнены подробные расчеты работы ПТУ мощностью 125 МВт в летний период с учетом равнодоходных цен на газ в РК.

3. Обосновано увеличение численности персонала на 28 человек.

4. В технико-экономическое обоснование внесены изменения в связи с работой ТЭЦ по единому температурному графику 110-70°С, вместо двух температурных графиков:

- 95-70°С - для потребителей ТОО «Тепловая сеть»;
- 130-70°С со срезкой на 108°С - для теплично-парникового хозяйства.

Архитектурно-планировочные решения

5. Представлены откорректированные комплекты чертежей генерального плана (в бумажном и в AutoCAD вариантах) и архитектурно-планировочных решений, проектируемых зданий и сооружений (пятна 83 -92).

6. На чертежах генплана приведены технико-экономические показатели для проектируемых зданий и сооружений.

Конструктивные решения

7. В пояснительной записке указаны проведенные обследования и усиления конструкции зданий и сооружений. Рекомендовано проведение детального обследования отдельных вспомогательных зданий при разработке рабочих чертежей.

8. В дополнение к представленным чертежам здания парогазовой установки (ПГУ) в пояснительной записке в разделе «Конструктивные решения» указан вид несущей системы, даны описания конструктивных особенностей.

9. Описаны конструкции двухэтажной части главного корпуса ПГУ.

10. Обосновано «...уровень ответственности – I...» для здания парогазовой установки согласно постановлению Правительства Республики Казахстан от 23 октября 2009 года № 1656 об утверждении «Правил отнесения зданий и сооружений к технически сложным объектам».

11. Уточнена несущая система здания инженерного корпуса с проходной. Здание инженерного корпуса с проходной запроектировано в виде четырёхэтажной пространственной рамы с жестким сопряжением ригелей к колоннам и жестким сопряжением колонн с фундаментами.

12. В здании инженерного корпуса с проходной наружные стены из кирпича толщиной 510 мм, принятые конструктивно неверно, заменены на легкобетонные навесные панели.

Теплоснабжение

13. Для систем воздушного отопления и воздушных завес предусмотрены раздельные системы согласно п.7.4.3 СНиП РК 4.02-42-2006 - указано в ПЗ, откорректировано на листе 1214.ОМ-ОВ.1538.001 лист 1.

Водоснабжение и канализация

14. Предусматриваются для сетей канализации полиэтиленовые трубы по ГОСТ 18599-2001 техническая ПЭ 100 SDR41 вместо SDR17.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Газоснабжение

15. На схеме № 1 откорректирован диаметр магистрального газопровода согласно плану.

Электротехнические решения

16. При выборе электрооборудования (трансформаторов и другого высоковольтного оборудования, коммутационных панелей РЗА и автоматики, низковольтного оборудования) учтена сейсмичность района. Оборудование принято в соответствии с требованиями СН РК 3.02-19-2001 раздел 8.

17. Указаны сечения кабелей 110, 6, 0,4 кВ на схемах электроснабжения и в объеме работ.

18. Представлен план площадочных сетей электроснабжения. Объем работ по площадочным сетям электроснабжения откорректирован в соответствии с планом.

Сметная документация

19. Локальные сметы проектов-аналогов пересчитаны в действующей сметно-нормативной базе, стоимость оборудования принята по обновленным прайс-листам, стоимость материалов и оборудования, принятых согласно п. 4.3.5. и п. 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002 определена без индексации, согласно протокольному решению АДС и ЖКХ РК №9 от 17 августа 2011 года.

20. Представлен расчет стоимости разработки проекта, выполненный по РДС РК.

21. Представлен перечень основного технологического оборудования с указанием стоимости и поставщиков, согласованный заказчиком.

22. Обоснованы и откорректированы повышающие коэффициенты к сметам проектов-аналогов по разделам ТМО, ЭТО, КИП и А.

23. Исключен повышающий коэффициент к=1,05 к расчету продолжительности строительства, примененный необоснованно, продолжительность строительства составила согласно СНиП 1.04.03-2008 18 месяцев, вместо 23 месяцев.

24. Исключено необоснованное применение (дважды) в локальных сметах и в сметах проектов-аналогов повышающих коэффициентов к=1,15, к=1,2, учитывающих условия производства работ.

25. Исключено необоснованное применение коэффициента к=1,05 на сейсмичность к расценкам на строительно-монтажные работы в локальных сметах.

26. К расчетам по проектам - аналогам применены региональные коэффициенты стоимости строительства по таблице 3 СН РК 8.02-01-2002*.

27. В локальной смете на строительные работы по главному корпусу ПГУ исключены затраты на строительство дымовых труб, которые поставляются в комплекте с котлами-утилизаторами.

28. В расчете № 2-11-1 на «Водоподготовку подпитки котлов и теплосети» исключены строительные работы, учтенные по УСН на новое строительство, данные затраты не предусмотрены ТЭО, ремонт существующего здания будет выполняться за счет средств основной деятельности.

29. В локальной смете по разделу ТМО для паровой турбины из проекта-аналога исключена стоимость вспомогательного оборудования, шеф - монтажных работ, учтенных в прайс-листе на поставку паровой турбины.

30. Исключены локальные сметные расчеты на обмуровку котлов-утилизаторов и тепловую изоляцию, учтенную в заводском исполнении.

31. Исключены локальные сметные расчеты на КИП и А вспомогательного оборудования к паровой турбине, учтенные ранее в аналогах и соответственно в расчетах на КИП и А для полевого уровня турбины.

32. Представлены дефектные акты на все демонтажные работы и ведомости объемов работ по реконструируемым зданиям и сооружениям, утвержденные в установленном порядке.

33. Объемы работ приведены в соответствие со спецификациями, технологическими схемами и замечаниями экспертов по техническому разделу технико-экономического обоснования.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основные технико-экономические показатели

Таблица 21

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатели		Изменения: - снижение, +увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Установленная мощность ТЭЦ-4: - электрическая - тепловая в т.ч. ПГУ-125 МВт	МВт Гкал/час	125 482,5 82,5	125 482,5 82,5	- - -
2	Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт.ч	765,0	765,0	-
3	Годовой отпуск теплоэнергии, всего в том числе ПГУ-125 МВт	тыс. Гкал	623,0 498,0	623,0 498,0	-
4	Стоимость отпускаемой продукции: (в ценах 2015 г. без НДС), всего в том числе: - электрической энергии - тепловой энергии	млн. тенге	8 852,0 6 734,0 2 118,0	8 852,0 6 734,0 2 118,0	- - -
5	Общая списочная численность работающих	чел.	371	371	-
6	Удельные капитальные вложения (в текущих ценах 2013-2015 г.г.)	тыс. тенге /кВт	260 184,0	260 184,0	-
7	Отпускная цена (в ценах 2015 г. без НДС): - электроэнергии - теплоэнергии	тенге/ кВтч	8,8 3 400,0	8,8 3 400,0	- -
8	Простой срок окупаемости капитальных вложений	лет	11,5	11,5	-
9	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	15,3	15,3	-
10	Общая расчетная стоимость реконструкции в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: - СМР - оборудование	млн. тенге	12 177,450 3 257,995 8 835,869	10 422,786 2 381,854 7 981,124	- 1 754,664 - 876,141 - 854,745
11	Общая расчетная стоимость реконструкции в текущих и прогнозных ценах 2011-2014 гг., всего в том числе: - СМР, - оборудование	млн. тенге	32 523,374 7 276,890 19 735,341	29 068,738 5 565,425 18 648,643	- 3 454,636 - 1 711,465 - 1 086,698
	Из них: - стоимость в текущих ценах 2011 года с МРП 1512 тенге (разработка ТЭО) - стоимость в текущих ценах 2012 года с МРП 1618 тенге (ПИР) - стоимость в прогнозных ценах 2013 года с МРП 1731 тенге - стоимость в прогнозных ценах 2014 года с МРП 1852 тенге	млн. тенге		88,284 307,301 9 834,857 18 838,296	
12	Продолжительность строительства	мес.	18	18	-

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование «Реконструкция и расширение теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) АО «Таразэнергоцентр» в г. Тараз со схемой выдачи электрической мощности в энергосистему» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

- установленная мощность ТЭЦ-4:
  - электрическая - 125 МВт,
  - тепловая - 482,5 Гкал/час,
  в т.ч. ПГУ-125 МВт - 82,5 Гкал/час;
- годовой отпуск электроэнергии - 765,0 млн. кВтч;
- годовой отпуск теплоэнергии, всего - 623,0 тыс. Гкал,
  в том числе ПГУ-125 МВт - 498,0 тыс. Гкал;
- общая расчетная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего - 10 422,786 млн. тенге,
  в том числе: - СМР - 2 381,854 млн. тенге,
  - оборудование - 7 981,124 млн. тенге;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2011-2014 г.г., всего - 29 068,738 млн. тенге,
  в том числе: - СМР - 5 565,425 млн. тенге,
  - оборудование - 18 648,643 млн. тенге;
- продолжительность сроительства - 18 мес.

2. Заказчику на стадии проектирования получить необходимые согласования и заключения контрольно-надзорных органов и заинтересованных организаций.

3. Заказчику во исполнение пункта 5 Протокольного решения заседания Правительства Республики Казахстан от 2 февраля 2010 года № 17-56/005-1689, 05-12 на стадии проектирования максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Тараз қаласындағы энергия жүйесіне электр қуатын беру схемасы бар «Таразэнергоорталық» АҚ-ның жылу электр орталығын (ЖЭО) қайта жаңарту және кеңейту» техника-экономикалық негіздемесі Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесідей негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

- ЖЭО-4 белгіленген қуаты:
  - электр - 125 МВт;
  - жылу - сағатына 482,5 Гкал;
  оның ішінде БГҚ-125 МВт - сағатына 82,5 Гкал;
- электр энергиясының жылдық жіберу - 765,0 млн.кВтч;
- жылу энергиясы жылдық жіберу, барлығы - 623,0 мың Гкал;
  оның ішінде БГҚ-125 МВт - 498,0 мың Гкал;
- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 10 422,786 млн.теңге,
  оның ішінде: - ҚМЖ - 2 381,854 млн.теңге,
  - жабдық - 7 981,124 млн.теңге;
- 2011÷2014 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 29 068,738 млн.теңге,
  оның ішінде: - ҚМЖ - 5 565,425 млн.теңге,
  - жабдық - 18 648,643 млн.теңге;
- құрылыс ұзақтығы - 18 ай.

2. Тапсырысшы жобалау кезеңінде бақылау-қадағалау органдары мен мүдделі ұйымдарының қажетті келісімдері мен қорытындыларын алсын.

3. Қазақстан Республикасы Үкімет отырысының 2010 жылғы 2 ақпандағы № 17-56/005-1689,05-12 хаттамалық шешімінің 5 тармағын орындау үшін тапсырысшы жобалау кезеңінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, құрылыс материалдары мен құрастырмаларын кеңінен пайдалансын.

Өндірістік бөлімнің бастығы	К. Хван
Жетекші сарапшы	Г. Балтынова
Смета-экономикалық сектордың жетекшісі	Л. Клевчик
Бас маман	Т. Қаманов
Бас маман	А. Бекисанова
Бас маман	Н. Блоха
Бас маман	А. Шоқпарова
Бас маман	Т. Сипатова

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА