«Қызылорда қаласының Қызылорда жылу электр орталығын жаңғырту және кеңейту»
техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша
08.07.2020 ж. № 01-0329/20

(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Қызылорда облысының Энергетика және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық басқармасы» ММ,
Қызылорда қаласы

ӘЗІРЛЕУШІ:
«Институт «КазНИПИЭнергопром» АҚ,
Алматы қаласы
Нұр-Сұлтан қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Қызылорда қаласының Қызылорда жылу электр орталығын жаңғырту және кеңейту» техникалық-экономикалық негіздемесі бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0329/20 от 08.07.2020 г.
(положительное)

по технико-экономическому обоснованию
«Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда»

ЗАКАЗЧИК:
ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области»,
г. Кызылорда

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

г. Нур-Султан

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по технико-экономическому обоснованию **«Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда»** 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 «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 30 апреля 2020 года № 070140002001/2(16).

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области», г. Кызылорда.

3. РАЗРАБОТЧИК: АО «Институт «КазНИПИЭнергопром», г. Алматы (государственная лицензия от 7 апреля 1995 года № 000291, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, I категория).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции по бюджетной программе 038 «Развитие коммунального хозяйства», по 431 специфике «Строительство новых объектов и реконструкция существующих объектов» согласно письму ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» от 27 марта 2020 года № 06-08/689.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на разработку ТЭО «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда», утвержденное ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» от 10 мая 2020 года;

техническое задание на модернизацию участка СДТУ, утвержденное ГКП «КТЭЦ» от 10 января 2020 года;

постановление акимата города Кызылорды Кызылординской области о разрешении ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» модернизации и расширения Кызылординской ТЭЦ города Кызылорда от 12 июля 2019 года № 13795;

постановление акимата города Кызылорды Кызылординской области о предоставлении ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцент» права постоянного землепользования на земельные участки общей площадью 25,80 га, в том числе для производственных целей 22,49 га от 2 августа 2006 года №1627;

постановление акимата города Кызылорды Кызылординской области о предоставлении ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцент» права постоянного землепользования на земельные участки общей площадью 31430,0 га от 9 ноября 2006 года № 2180;

постановление акимата города Кызылорды Кызылординской области о предоставлении ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцент» права постоянного землепользования на земельные участки общей площадью 23293 м^2 от 24 сентября 2007 года № 1105;

постановление акимата города Кызылорды Кызылординской области о предоставлении ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцент» права постоянного землепользования на земельный участок общей площадью 12,5 га от 14 апреля 2009 года № 1284;

акт на право постоянного землепользования на земельный участок кадастровый номер 10-156-012-2057 площадью 22,49 га для производственных целей с планом земельного участка М1:10000, изготовленный Кызылординским ДГП «ГосНПЦзем», утвержденный Начальником Городского отдела земельных отношений от 8 августа 2006 года, запись в книге записей № 402;

архитектурно-планировочное задание (АПЗ), утвержденное КГУ «Кызылординский городской отдел архитектуры и градостроительства» акимата города Кызылорда от 10 июля 2019 года № 27 по объекту «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда»;

техническое заключение по проведенному техническому обследованию строительных конструкций зданий и сооружений ХВО, выполненное ТОО «КАНКОР-Проект» в соответствии с договором от 26 ноября 2019 года № 4163/2-СП, шифр 212, арх. номер 1370.ОМ.1661;

экспертное заключение о техническом состоянии здания главного производственного корпуса Турбинного цеха и котельного цеха, выполненное ТОО «KZ Стройэксперт» №114 от 24 октября 2019 года;

эскизный проект «Модернизации и расширения Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда. Водогрейная котельная. Служебно-бытовой корпус. Водоподготовка и очистные сооружения», согласованный заинтересованными организациями и утвержденный ГУ «Кызылординский городской отдел архитектуры и градостроительства» акимата города Кызылорда в установленном порядке от 16 января 2020 года;

письмо ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» на ПХВ Управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» от 5 июня 2020 года № 951-05-01 об отсутствии на территории СЗЗ и на территории КТЭЦ других отраслей промышленности;

письмо ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» на ПХВ Управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» от 04 июня 2020 года № 933-05-01 о наличии в здании СБК санитарно-бытовых помещений для обеспыливания, сушки, стирки, химической чистки спецодежды;

РГУ «Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам» Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан – разрешение на специальное водопользование (забор и использование подземных вод для производственных технических нужд) номер KZ11VTE00002322 серия АРА(СырДар) № 8-99/1001 от 26 октября 2018 года до 16 ноября 2020 года;

РГУ «Арало-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам» Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан – разрешение на специальное водопользование (забор и использование подземных вод для производственных технических нужд) серия АРА(СырДар) от 1 августа 2013 года № 8-8/1001 до 16 июля 2020 года;

письмо ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» акимата Кызылординской области о сроках реализации «Модернизации и расширения Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда» от 24 февраля 2020 года № 06-10/496;

письмо ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» акимата Кызылординской области о реализации «Модернизации и расширения Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда»: I очереди (модернизация КОГТЭС и реконструкция электрической установки ОРУ) - II квартал 2021 года; по II очереди (водонагревательные котлы, ХВО (хим вод очистка и инфраструктура) – IV квартал 2021 года, финансирование - по бюджетной программе 038 «Развитие коммунального хозяйства», по 431 специфике «Строительство новых объектов и реконструкция существующих объектов» от 27 марта 2020 года № 06-08/689;

письмо ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» от 29 октября 2019 года № 3098-05-01 с расчетными тепловыми нагрузками на перспективу до 2025-2030 гг.;

акт дефектации трансформатора ТСП-1 береговой, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 3 февраля 2020 года;

акт дефектации трансформатора ТСП-2 береговой, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 3 февраля 2020 года;

акт технического обследования вентиляторной градирни КОГТЭС, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 12 декабря 2019 года;

акт технического обследования зданий «Склады», утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 11 декабря 2019 года;

акт технического обследования оборудования КНС, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 12 декабря 2019 года;

акт технического обследования здания «Канализационной насосной станции», утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 12 декабря 2019 года;

акт технического обследования здания «Противопожарной насосной станции», утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 11 декабря 2019 года;

акт технического обследования зданий «Береговой насосной станции», утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 11 декабря 2019 года;

акт технического обследования насоса ЦН ст. №1 береговой насосной станции», утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 11 декабря 2019 года;

акт дефектации силового трансформатора ТДН-15000 ст.№1, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 января 2020 года;

акт дефектации сетевого насоса ст. № 1, 2 марки СЭ 1250-140-11, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 февраля 2020 года;

акт дефектации сетевого насоса ст. № 3 марки СЭ 1250-140-11, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 1 февраля 2020 года;

акт дефектации на циркуляционные насосы ст. № 1, 2, 3, 4 марки СЭ 500-70-16, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 февраля 2020 года;

акт дефектации на циркуляционные насосы ОВС ст. № 1, 2, 3 марки К200-150-315, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 2 февраля 2020 года;

акт дефектации теплообменника ст. № 1 типа GX-851x253, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 24 февраля 2020 года;

акт дефектации теплообменника ст.№2 типа GX-851x253, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 3 февраля 2020 года;

акт дефектации теплообменника блока очистки и подогрева газа (БОЛГ), утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 4 февраля 2020 года;

акт дефектации баков в открытом баковом хозяйстве ХВО для подпитки котлов и тепловых сетей, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года;

акт дефектации насосов ХВО для подпитки котлов и тепловых сетей, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года;

акт дефектации трубопроводов ХВО для подпитки котлов и тепловых сетей, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года;

акт дефектации осветлителей № 1, 2, 3, установленных на ХВО для подпитки котлов и тепловых сетей, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года;

акт дефектации ячейки соли № 1, 2, установленных на ХВО для подпитки котлов и тепловых сетей, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года;

акт дефектации Na-катионитовых и механических фильтров, установленных на ХВО для подпитки котлов и тепловых сетей, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года;

акт дефектации на подвесные изоляторы и шины сечением АС-300 мм^2 I-II CIII ОРУ-220 кВ, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 октября 2019 года;

акт дефектации на ОРУ-220 кВ на трансформатор напряжения НКФ-220 кВ I CIII яч.4; на трансформатор напряжения НКФ-220 кВ II CIII яч.4; Разрядники РВС-220 I CIII яч.4 и II CIII яч.4 в количестве 6 шт.; на трансформатор напряжения НКФ-220 кВ OCIII яч.4, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 октября 2019 года;

акт дефектации на ОРУ-220 кВ на шинные и линейные разъединители, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 октября 2019 года;

акт дефектации на ОРУ-220 кВ на масляные выключатели, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 октября 2019 года;

акт дефектации ж/б опор металлических конструкций ОРУ-220/35 кВ, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 октября 2019 года;

акт дефектации на силовой трансформатор ТДНТГ-40000/220/35/6 ст. № 3, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 октября 2019 года;

акт дефектации на силовой трансформатор ТРДЦНГ-63000/220/6 ст. № 5, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 15 октября 2019 года;

акт дефектации пожарно-насосной станции, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 11 декабря 2019 года;

акты дефектации пожарных гидрантов наружных водопроводных сетей, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года и 11 декабря 2019 года;

акт дефектации пожарного бака № 1, 2 РВС V=1000 м^3 НМХ котельной службы, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 17 ноября 2019 года;

акт дефектации на насос типа 4АМН225М2У3 пожарно-насосной станции, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 22 ноября 2019 года;

акт дефектации паропроводов нового мазутного хозяйства котельной службы, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 10 ноября 2019 года;

акт дефектации турбогенератора ст. №6 Т42-90-4, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 5 июня 2019 года;

акт дефектации турбогенератора ст. №3 ПТ-25-90-10, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 5 июня 2019 года;

акт дефектации котлоагрегата ст. №6 БКЗ-220-100, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 30 января 2020 года;

акт дефектации котлоагрегата ст. №9 БКЗ-220-100, утвержденный ГКП «КТЭЦ» от 30 января 2020 года.

Технические условия:

АО «КазТрансГаз Аймак» от 10 октября 2019 года № 41-311 на проектирование и подключение к существующему подводящему газопроводу высокого давления Кызылординской ТЭЦ;

АО «КазТрансГаз Аймак» от 8 июня 2020 года № 41-156 на проектирование и подключение к газораспределительным сетям котельной КТЭЦ;

ГКП «КТЭЦ» от 12 декабря 2019 года на подключение хоз-питьевого водопровода проектируемой водогрейной котельной на площадке Кызылординской ТЭЦ;

ГКП «КТЭЦ» от 12 декабря 2019 года на прием стоков в городскую канализацию Кызылординской ТЭЦ;

ГКП «КТЭЦ» от 13 декабря 2019 года № 3594-05-01 на присоединение скважинного насоса к РУ-0,4 кВ КТПН-6/0,4 кВ «Компрессорная»;

ГКП «КТЭЦ» от 16 января 2020 года № 131-21 на электроснабжение водогрейной котельной Кызылординской ТЭЦ;

приложение № 1 к протоколу заседания технического совета ГКП «КТЭЦ» от 12 февраля 2020 года «Оборудование ОРУ-220/35 кВ подлежащее реконструкции».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

РГП «Департамент контроля качества и безопасности товаров и услуг Кызылординской области КККБТУ МЗ РК – санитарно-эпидемиологическое заключение Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 24 сентября 2019 года №N.08.X.KZ39VBZ00007013 на проект ПДК выброса загрязняющих веществ (ПДВ) ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцентр»;

ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцентр» – о рассмотрении и согласовании ТЭО «Модернизация и расширение Кызылординской ТЭЦ» от 13 марта 2020 года № 693-05-01.

5.3 Перечень представленных на рассмотрение материалов проекта

Том 1. Пояснительная записка в составе:

книга 1. Общая пояснительная записка;

книга 2 Технико-технологические решения;

книга 3 ПредОВОС (Предварительная оценка воздействия на окружающую среду);

книга 4 Инженерные изыскания;

книга 5 Приложения.

Том 2. Чертежи в составе:

книга 1. Генплан и транспорт. Архитектурно-строительная часть. Организация строительства. Инженерное оборудование, сети и системы;

книга 2. Технологическая часть. Системы управления технологическими процессами. Электротехническая часть.

Том 3. Сметная документация в составе:

книга 1 Сводный сметный расчет, сметный расчет и объектные сметные расчеты;

книга 2 Локальные сметные расчеты;

книга 3 Объекты аналоги (Хранятся в архиве АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» и передаются в электронном виде).

Том 4. Мониторинг оборудования в составе:

книга 1. Перечень оборудования, материалов и изделий. Прайс-листы на поставку материалов и оборудования. Основной вариант;

книга 2. Перечень оборудования, материалов и изделий. Прайс-листы на поставку материалов и оборудования. Альтернативный вариант.

Том 5. Работы субподрядных организаций в составе:

книга 1 Техническое заключение по проведенному техническому обследованию строительных конструкций зданий и сооружений ХВО (ТОО «КАНКОР-Проект»);

книга 2 Вынос скважины питьевого водоснабжения (ТОО «GEOVER»);

книга 3 Автоматизированная система мониторинга (KazMonitoringSolutios).

Технический отчет по инженерно-геодезическим изысканиям по объекту, выполненный АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2020 году.

Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям по объекту, выполненный АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2020 году.

Перечень оборудования, материалов, изделий с приложенным основным, альтернативным вариантами прайс-листов, ценовых предложений, утвержденный заказчиком от 16 июня 2020 года.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Модернизация и расширение Кызылординской ТЭЦ предусмотрена для покрытия тепловых нагрузок зоны централизованного теплоснабжения в горячей воде и отпуска пара на производство, с постепенным замещением выводимых из эксплуатации мощно-

стей Кызылординской ТЭЦ с установкой современных водогрейных котлов в новом здании котельной и модернизацией существующей КОГТЭС для надежного и безопасного теплоснабжения потребителей зоны централизованного теплоснабжения города Кызылорды, электроснабжения собственных нужд, выдача электрической мощности модернизируемой КОГТЭС в энергосистему.

Целью реконструкции и расширения КТЭЦ является:

увеличение тепловой мощности до 265 Гкал/ч (расчетный срок), с целью ликвидации дефицита тепловой мощности; - повышение коэффициента полезного действия (КПД) электростанции за счет увеличения объемов производства электро и теплоэнергии на современном высокотехнологичном оборудовании;

снижения затрат на собственные нужды на выработку электро и теплоэнергии;

снижение удельных расходов на отпуск электроэнергии и теплоэнергии;

восстановление системы централизованного горячего водоснабжения в зоне ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» с целью обеспечения комфортности проживания потребителей.

5.5 Маркетинговый раздел

Генеральный план города Кызылорды утвержден Постановлением Правительства РК от 17 июля 2009 года № 1087. Согласно проекту внесения изменений в генеральный план, в 2018 году общая площадь города увеличилась с 13 600 га до 20 528 га. Согласно утвержденному проекту «Внесение изменений в генеральный план г. Кызылорды», численность населения города на перспективу составит 350 тыс. человек, жилищный фонд планируется довести до 10,5 млн. м^2.

Основным поставщиком тепловой энергии в зоне ЦТ (централизованного теплоснабжения) является ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» (ГКП «КТЭЦ»). В энергетический комплекс ГКП «КТЭЦ» входят: Кызылординская ТЭЦ (КТЭЦ), Южная котельная и 16 автоматических блочно-модульных котельных. В соответствии с выданными исходными данными по развитию города, на перспективу граница существующей зоны ЦТ не изменятся в связи с отсутствием планов по крупномасштабной застройке старой части города. КОГТЭС, в основном работает, по электрическому графику в течение года, число часов использования установленной тепловой мощности КОГТЭС составляет в среднем 6000 час/год. Основное топливо Кызылординской ТЭЦ – попутный газ, резервное - мазут.

КТЭЦ отпускает тепловую энергию только в отопительном режиме, в летнем режиме работает по электрическому графику. Износ основного оборудования ТЭЦ, введенной в эксплуатацию в 1964 г., составляет 100%.

Основными проблемами КТЭЦ являются:

разрыв установленной и располагаемой электрической и тепловой мощности, связанный с состоянием существующего оборудования, требующего замены или списания

низкий уровень надежности существующего оборудования, в том числе газотурбинных установок;

производительность существующей водоподготовки подпитки теплосети не соответствует фактическому расходу подпиточной воды из-за неорганизованного горячего водоразбора, что связано с отсутствием централизованного горячего водоснабжения.

Расчетная тепловая нагрузка зоны централизованного теплоснабжения «КТЭЦ» на конец 2018 г. составила 177 Гкал/ч. Прирост тепловой нагрузки в зоне Кызылординской ТЭЦ на расчетный срок составит 62 Гкал/ч, в том числе восстановление ГВС – 28 Гкал/ч. Прирост тепловой нагрузки в зоне Кызылординской ТЭЦ с учетом потерь тепла в тепловых сетях – 69 Гкал/ч.

Для ликвидации дефицита тепловой мощности и обеспечения качественным и надежным теплоснабжением существующих и перспективных потребителей г. Кызылорды, предусмотрена модернизация и расширение КТЭЦ со строительством котельной с водогрейными котлами на площадке «Кызылордатеплоэлектроцентр» и модернизацией существующей КОГТЭС с увеличением тепловой мощности станции до 265 Гкал/ч (расчетный срок).

ГКП «КТЭЦ» с установленной мощностью 113 МВт является основным источником электроснабжения города (КТЭЦ - 67 МВт, КОГТЭС - 46 МВт и «Кызылординская подстанция» - 220/35/10 кВ). Распределение электроэнергии по г.Кызылорда производится через городские подстанции. В городе имеется развитая система электроснабжения 220/35 кВ. В настоящее время электроснабжение потребителей города Кызылорда централизовано. Основной энергоснабжающей организацией является АО «Кызылординская распределительная электросетевая компания».

Задача обеспечения надежного и устойчивого теплоснабжения и электроснабжения потребителей имеет ярко выраженную социальную направленность. Централизованное теплоснабжение с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на ТЭЦ – наиболее рациональный способ использования топливных ресурсов для теплоснабжения.

Обновление физически изношенного оборудования КТЭЦ с целью надежного обеспечения теплом потребителей, создания комфортных условий проживания жителей, повышения надежности и качества электроснабжения потребителей г. Кызылорды и области является основной задачей разрабатываемого ТЭО.

ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр», с установленной мощностью 113 МВт, является основным источником электроснабжения города (КТЭЦ-6 - 67 МВт, КОГТЭС - 46 МВт и «Кызылординская подстанция» - 220/35/10 кВ). Распределение электроэнергии по г.Кызылорда производится через городские подстанции. В городе имеется развитая система электроснабжения 220/35 кВ. В настоящее время электроснабжение потребителей города Кызылорда централизовано. Основной энергоснабжающей организацией является АО «Кызылординская распределительная электросетевая компания».

5.6 Существующее положение

Основным поставщиком тепловой энергии в зоне ЦТ (централизованного теплоснабжения) является ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» (ГКП «КТЭЦ»). В энергетический комплекс ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» входят: Кызылординская ТЭЦ (КТЭЦ), Южная котельная и 16 автоматических блочно-модульных котельных.

Установленная мощность Кызылординской ТЭЦ:
электрическая - 113 МВт, тепловая – 272 Гкал/ч.
Располагаемая мощность Кызылординской ТЭЦ:
электрическая - 74 МВт, тепловая – 170 Гкал/ч.

Состав существующего основного оборудования КТЭЦ

Состав существующего основного оборудования ТЭЦ до модернизации и расширения:

ТЭЦ:
Паровые котлы:
БК3-220-100Ф ст. № 6, ст. № 9 ввод в 1975 г., 1989 г.;
(предусмотрен постепенный вывод из работы после ввода новой котельной).
Паровые турбины:
ПТ-25/-90 ст.№ 3 ввод в 1967 г.;

Т-42/50-90 ст.№ 6, ввод в 1976 г.;

(предусмотрен постепенный вывод из работы после ввода новой котельной).

В начале 2000-х годов котлы ст. № 6, 9 переведены на сжигание двух видов топлива – газ и мазут.

В 2005 году на площадке ТЭЦ построена и введена в эксплуатацию когенерационная газотурбинная электростанция (КОГТЭС) электрической мощностью 46,4 МВт, тепловой 45/90 Гкал/ч для работы только на газе.

КОГТЭС (когенерационная газотурбинная электростанция)**:**

Турбины газовые (замена ГТУ):

ДЖ-59ЛЗ ст.№1, 2, 3

Котлы-утилизаторы (модернизация КУВ):

КУВ-30 ст.№1, 2, 3

Основное топливо Кызылординской ТЭЦ – попутный газ, резервное - мазут.

ТЭЦ отпускает тепловую энергию только в отопительном режиме, в летнем режиме работает по электрическому графику. Основной объем тепла производится паросиловыми установками ТЭЦ, работающими по тепловому графику. Износ основного оборудования ТЭЦ, введенной в эксплуатацию в 1964 г., составляет 100%.

Необходимость проведение модернизации и расширения обусловлена следующими причинами:

основное технологическое оборудование КТЭЦ находится в эксплуатации 30 и более лет;

отсутствие резерва мощности в основном энергетическом оборудовании, неудовлетворительное состояние основных фондов и низкий коэффициент КПД приводит к неэффективным экономическим затратам и снижению надежности обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией;

неудовлетворительное состояние оборудования, систем РЗА и ПА ОРУ 220/35 кВ являющегося крупным распределительным энергоузлом Кызылординской области и города Кызылорда

Модернизация и расширение Кызылординской ТЭЦ предусмотрено для покрытия тепловых нагрузок зоны централизованного теплоснабжения Кызылординской ТЭЦ в горячей воде и отпуска пара на производство, с постепенным замещением выводимых из эксплуатации мощностей Кызылординской ТЭЦ.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

Решение о строительстве КОГТЭС на территории Кызылординской ТЭЦ и автономных блочно-модульных котельных (АБМК) в микрорайонах г.Кызылорда в рамках проекта «Перевод теплоэнергоисточников и жилого сектора в г.Кызылорда на попутный газ» было принято в целях эффективного исполнения Постановления Правительства Республики Казахстан «О мерах по комплексному и эффективному использованию попутных и природных газов месторождений Южно-Тургайской впадины Арыскумского прогиба» от 26 февраля 2001 года № 281. Проектные решения были согласованы заключением экологической экспертизы Кызылординской ОТУООС от 28 марта 2006 года № 03-03/912, от 06 октября 2006 года № 03-03/2900, от 11 сентября 2006 года № 03-03/2806.

Перевод теплоэнергоисточников и жилого сектора в г.Кызылорда на попутный газ позволил обеспечить комплексную утилизацию попутного газа нефтегазовых месторождений Южно-Тургайской впадины, рационально использовать топливно-энергетические ресурсы при добыче нефти за счет переработки и транспортировки газа в г.Кызылорду для

использования его в качестве топлива теплоэнергоисточников города и в индивидуальном жилом секторе.

В 2008-2009 гг. была выполнена реконструкция котлоагрегатов ст. №6, №9 КТЭЦ с переводом их на сжигание топлива газ/мазут.

Газовые турбины являются одной из главных составляющих топливно-энергетического комплекса многих стран мира. Сегодня более 65% новых электрогенерирующих мощностей, вводимых в эксплуатацию в мире (базовый и маневровый режимы), основываются на использовании парогазовых установок (ПГУ) и газотурбинных тепловых электростанций (ГТЭС), превосходящих по многим показателям традиционные пылеугольные паротурбинные станции.

Для ликвидации дефицита тепловой мощности и обеспечения качественным и надежным теплоснабжением существующих и перспективных потребителей г. Кызылорды, в настоящем проекте, в соответствии с техническим заданием, рассматривается вариант модернизации и расширения КТЭЦ со строительством котельной с водогрейными котлами на площадке «Кызылордатеплоэлектроцентр» и модернизацией существующей КОГТЭС.

Реализация проекта предусмотрена в 2 очереди:

1 очередь, начало 2 кв.2021г. – реконструкция КОГТЭС и ОРУ-220 и 35 кВ;

2 очередь, начало 4 кв.2021г. – строительство водогрейной котельной с инфраструктурой.

Титульный список зданий и сооружений с выделением 1 и 2 очереди

Таблица 2

№ п/п	№ по генплану	Наименование объекта	1 очередь	2 очередь	Примечания
I		**Подготовка территории**			
0-1		Разборка (железнодорожного пути и цементной плиты) и демонтаж (материального склада)		+	
II		Объекты основного производственного назначения			
1		*Водогрейная котельная с открытой площадкой дымососов*	-	+	*Новое строительство*
2		*Дымовая труба водогрейных котлов*	-	+	*Новое строительство*
3		*Газоходы водогрейных котлов*	-	+	*Новое строительство*
4		*Дымовая труба паровых котлов*	-	+	*Новое строительство*
5		*Газоходы паровых котлов*	-	+	*Новое строительство*
6	*1*	*Главный корпус ТЭЦ*	-	-	
7	*6*	*Открытая площадка дымососного отделения главного корпуса ТЭЦ*	-	-	
8	*2*	*Дымовая труба №2 энергетических котлов*	-	-	
9	*2*	*Газоходы энергетических котлов*	-	-	
10	*131*	*Когенерационная газотурбинная электростанция (КОГТЭС)*	+	-	*Реконструкция*
11	*11*	*ОРУ-220 кВ*	+	-	*Реконструкция*
12	*10*	*ОРУ 35 кВ*	+	-	*Реконструкция*
13	*7*	*ГРУ 6 кВ (10 кВ)*	+	-	*Реконструкция*

14	13	Открытая установка трансформаторов	+	-	*Реконструкция и расширение*
15	*32*	*Здание электротехнических устройств на ОРУ-220*	+	-	*Реконструкция*
16		*Водоподготовка подпитки котлов и теплосети. Очистные сооружения нефтесодержащих стоков*	-	+	*Новое строительство*
17	100	Водоподготовка подпитки котлов и теплосети	-	-	*Вывод из эксплуатации*
18	101	Баковое хозяйство ВПУ	-	-	*Вывод из эксплуатации*
19	102	Склад соли	-	-	*Вывод из эксплуатации*
20	29	Склад мокрого хранения соли	-	-	*Вывод из эксплуатации*
21		*Молниезащита и заземление*	-	+	*Новое строительство*
22		*Баки-запаса химочищенной воды подпитки теплосети 2х700 м^3*	-	+	*Новое строительство*
23	70	Насосная станция 2 подъема	-	-	Существующая
24	71	Резервуары 2х200 м^3	-	-	Существующие
25	110	Баки запаса конденсата энергетических котлов	-	-	
26	109	Насосная баков запаса конденсата	-	-	
27	3	Насосная промстоков (багерная насосная)	-	-	
28	*24*	Башенная градирня №1 (чаша градирни)	-	-	
29	24	Башенная градирня №2	-	-	
30	66	Циркуляционные водоводы с сооружениями	-	-	
31	*134*	*Вентиляторные микрогрдирни КОГТЭС*	+	-	*Реконструкция*
32	*135*	*Циркуляционная насосная КоГТЭС*	+	-	*Реконструкция*
33		*Микрогрдирни водогрейной котельной*	-	+	*Новое строительство*
34	121	Мазутонасосная	-	-	Существующая
35	122	Приемная емкость мазута	-	-	Существующая
36	123	Приемно-сливная эстакада мазута	-	-	Существующее
37	124	Склад мазута 3х5000 м^3	-	-	Существующий
38	125	Открытая установка подогревателей мазута	-	-	Существующие
39	*126*	*Резервуары противопожарного запаса воды на мазутохозяйстве*	-	+	*Реконструкция*
40	127	Пеногенераторная с баками раствора пенообразователя	-	-	Существующая
41	132	Блочный газорегуляторный пункт КОГТЭС	-	-	Существующий
42	133	Блок очистки и подогрева газа КОГТЭС	-	-	Существующий
43		Блок регулирования газа 0,6/0,15 МПа (БРГ-40)	-	-	Существующий
44		Газопровод 2,5 МПа на площадке от МГ "Бейнеу-Бозой-Шымкент”	-	-	Существующий

45		Газопровод 0,6 МПа на площадке от МГ "Акшабулак"	-	-	Существующий
46		*Газопровод 0,15МПа к водогрейной котельной*	-	+	*Новое строительство*
47	33	Кислородная станция	-	-	Существующая
48	53	Компрессорная сжатого воздуха	-	-	Существующая
49	113	Ресиверы сжатого воздуха	-	-	Существующие
50	53	Компрессорная на ОРУ-220	-	-	Существующая
51	113	Ресиверы сжатого воздуха на ОРУ-220	-	-	Существующие
52	58	Ресиверы водорода	-	-	
53	139-141	Резервуары запаса подземных вод 2х250 м^3	-	-	Существующее
54	142	*Скважина №2 подземного водозабора*	-	+	*Вынос*
55	*142*	*Скважина №3 подземного водозабора*	-	+	*Вынос*
56	108	*Противопожарная насосная*	-	+	*Реконструкция*
57		*Баки противопожарного запаса воды 2х700 м^3*	-	+	*Новое строительство*
58	75	Баки - отстойники	-	-	
59	78	Грязенакопитель	-	-	
60	79	Насосная станция баков-отстойников	-	-	
61		*Эстакады технологических трубопроводов и тепловых выводов на площадке*	-	+	*Реконструкция*
62		Кабельное хозяйство на территории	-	+	Реконструкция
III		Объекты подсобного и обслуживающего назначения			
63	49	Служебно-бытовой корпус	-	-	Существующий
64		*Служебно-бытовой корпус водогрейной котельной*	-	+	*Новое строительство*
65		*Свободный*			
66	48	Столовая	-	-	
67	*63*	Проходная	-	-	
68	31	Мастерские электроцеха	-	-	
69	56	Механические мастерские	-	-	
70	50	Гараж-мастерские	-	-	
71	106	Материальный склад закрытый у КОГТЭС	-	-	
72	68	Материальный склад закрытый у градирен	-	-	
73		Материальный склад отрытый	-	-	
74	88	Пожарное депо	-	-	
75	69	Сооружение №2	-	-	
76	104	Теплицы	-	-	
IV		Объекты транспортного хозяйства и связи			
77		Внутриплощадочные железнодорожные пути	-	-	
78		*Внутриплощадочные автодороги*	-	+	*Реконструкция*
79		*Связь, сигнализация, противопожарная автоматика, видеонаблюдение*	-	+	*Реконструкция*
V		Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и внешние сети			

80		*Хозяйственно-питьевой водопровод*	-	+	*Реконструкция*
81		*Производственно-противопожарный водопровод с сооружениями*	-	+	*Реконструкция*
82		*Хозяйственно-бытовая канализация с сооружениями*	-	+	*Реконструкция*
83		*Производственная, дождевая, канализация с сооружениями*	-	+	*Реконструкция*
84		*Внутриплощадочные тепловые сети*	-	+	*Реконструкция*
85		(свободный)			
86		*Внеплощадочный водовод технической воды от береговой насосной до площадки ТЭЦ*	-	+	*Новое строительство*
87		*Береговая насосная станция*	-	+	*Реконструкция*
88		Внеплощадочные водоводы технической воды	-	-	
89		*Свободный*			
90		*КНС существующая*	-	+	*Реконструкция*
91		*КНС новая*	-	+	*Новое строительство*
VI		Благоустройство и озеленение территории			
92		*Наружное и охранное освещение*	-	+	*Реконструкция*
93		Ограда промплощадки с контрольно-пропускными пунктами	-	-	Существующая
94		*Благоустройство и озеленение территории*	-	+	*Реконструкция*
95		*Вертикальная планировка*	-	+	*Реконструкция*
96		Санитарно-защитная зона	-	-	Существующая

6.1. Расчетные тепловые нагрузки на перспективу до 2025-2030 гг.

Расчетные тепловые нагрузки с учетом горячего водоснабжения на перспективу до 2025-2030 гг. приняты на основании письма ГКП "Кызылордатеплоэлектроцентр" № 3098-05-01 и приведены в таблице 1.

Расчетные тепловые нагрузки на перспективу до 2025-2030 гг.

Таблица 1

Наименование	Расчетная тепловая нагрузка зоны ГКП «КТЭЦ» Гкал/час		
	Отчет (на 01.01.2019г)	Расчетный срок 2025 г.	2030 г.
Отопление и вентиляция	177	211	273
Горячее водоснабжение	-	28	32
Всего по ГКП «КТЭЦ»	177	239	305
Потери тепла в тепловых сетях (11%)	19	26	33
Всего по ГКП «КТЭЦ» с учетом тепловых потерь	196	265	338
Собственные нужды	-	18	22
Всего по ГКП «КТЭЦ»	196	283	360
Дефицит (-) / Избыток (+)-	-26	-95	-168

Тепло от ТЭЦ выдается в паре и горячей воде.

Температурный график теплосети 130/70°С.

Система горячего водоснабжения - закрытая. Исходной водой для подпитки теплосети и котлов является вода из реки Сыр-Дарьи (протокол Технического совета от 9 октября 2019 года).

6.2 Мощность предприятия

После модернизации и расширения режим работы ТЭЦ предусмотрен по тепловому графику с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла на КОГТЭС и отпуском тепла в горячей воде и паре от устанавливаемых водогрейных и паровых котлов. Работа водогрейных котлов и водогрейных котлов–утилизаторов предусмотрена в основном режиме.

Установленная / располагаемая мощность ТЭЦ + КОГТЭС:
до модернизации и расширения
электрическая всего 113,2/73,8 МВт; в том числе:
ТЭЦ - 67/43 МВт;
КОГТЭС - 46,2/30,8 МВт;
тепловая всего 272/170 Гкал/ч; в том числе:
ТЭЦ - 182/130 Гкал/ч;
КОГТЭС - 90/40 Гкал/ч;
после модернизации и расширения (2025 г.):
электрическая всего - 45 МВт; в том числе:
водогрейная котельная - 0 МВт;
КОГТЭС - 45 МВт;
тепловая (располагаемая) всего - 340 (310) Гкал/ч; в том числе:
водогрейная котельная - 250 Гкал/ч;
КОГТЭС - 90 (60) Гкал/ч.

6.3 Обеспечение ресурсами

Основным видом энергетического топлива для КТЭЦ является природный газ согласно техническим условиям АО «КазТрансГаз Аймак» на проектирование и подключение к существующему подводящему газопроводу высокого давления Кызылординской ТЭЦ от 10 октября 2019 года № 41-311 и на проектирование и подключение к газораспределительным сетям котельной КТЭЦ от 8 июня 2020 года № 41-156. Источником газоснабжения Кызылординской ТЭЦ является АГРС-1 МГ «Акшабулак-Кызылорда» и АГРС-2 МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

Для КОГТЭС попутный газ МГ «Акшабулак–Кызылорда» является основным и единственным топливом.

В процессе модернизации и расширения КО ТЭЦ по настоящему проекту предусмотрен вывод из эксплуатации существующих паровых котлов БКЗ-220-100Ф ГМ ст.№6 и ст.№9 с замещением их тепловой мощности и обеспечением расчетной тепловой нагрузки на расчетный срок за счет строительства водогрейной котельной, реконструкция ГТУ и КУВ КОГТЭС.

Для устанавливаемых водогрейных котлов и паровых котлов для собственных нужд и КОГТЭС сохраняются источники газа с обеспечением требуемого объёма газа за счет реконструкции системы газоснабжения.

В качестве резервного топлива для водогрейных котлов предусмотрен топочный мазут от существующего мазутного хозяйства.

Источником технического водоснабжения КТЭЦ является р Сырдарья, вода используется в оборотной системе технического водоснабжения на охлаждение оборудования, для подпитки теплосети и котлов, поступает от береговой насосной станции.

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения КТЭЦ являются сети городского водопровода г. Кызылорда - 7 артезианских скважин общим дебитом 250 м^3/час расположенных на площадке КТЭЦ. Ещё две артезианские скважины, расположенные на площадке, находятся на балансе КТЭЦ и используются для подпитки теплосети и котлов, а также периодически для подпитки системы технического водоснабжения.

Источником производственно-противопожарного водопровода являются сети городского водопровода, собственные скважины КТЭЦ и вода из реки Сырдарья.

Потребность КОТЭЦ 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 КОТЭЦ в тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение определяется по температурному графику 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 проектируемых зданий и сооружений.

6.4 Основные технико-технологические решения

Технологические решения

Для ликвидации дефицита тепловой мощности и обеспечения качественным и надежным теплоснабжением существующих и перспективных потребителей г. Кызылорды в соответствии с техническим заданием предусмотрена модернизация и расширение КТЭЦ со строительством котельной с водогрейными котлами на площадке «Кызылордатеплоэлектроцентр» и модернизация существующей КОГТЭС.

Реконструкция и расширение КТЭЦ обеспечит:

увеличение тепловой мощности до 265 Гкал/ч с целью ликвидации дефицита тепловой мощности;

повышение коэффициента полезного действия (КПД) электростанции за счет увеличения объемов производства электро и теплоэнергии на современном высокотехнологичном оборудовании;

снижение затрат на собственные нужды на выработку электро и теплоэнергии;

снижение удельных расходов на отпуск электроэнергии и теплоэнергии.

Восстановление системы централизованного горячего водоснабжения в зоне ГКП «КТЭЦ» обеспечит комфортное проживания потребителей.

Состав основного оборудования Водогрейной котельной

Для покрытия тепловых нагрузок предусмотрена установка водогрейных котлов:

один котел КВ-ГМ-58,2-150Н мощностью 50 Гкал/ч;

два котла КВ-ГМ-116,3-150Н мощностью по 100 Гкал/ч.

Поставка котлоагрегатов - повышенной заводской готовности (на единой раме, в обшивке и изоляции). Обшивка котлоагрегатов легкосъемная для быстрого доступа к поверхностям нагрева для проведения обследования или ремонта. Газоплотные панели котлоагрегата типа TERRAHOTS изготавливаются на новом высокопроизводительном технологическом комплексе, оснащенном сварочными инверторами Lincoln (США). Автоматизированные горелочные устройства обеспечивают стабильную работу с сохранением оптимального соотношения топливо/воздух в диапазоне нагрузок от 10% до 100% и соответствует требованиям норм безопасной, экономичной и безаварийной эксплуатации.

Котлоагрегат типа TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150H)

Водогрейный котлоагрегат типа TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150H) предназначен для нагрева воды от 70°С до 150°С и работает на природном газе или мазуте.

Технические характеристики котла TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150H)

Таблица 3

Наименование величин	Ед. изм.	Параметры
		TERRAHOTS-58,2-150H
Номинальная теплопроизводительность	МВт	58,2
Диапазон изменения производительности	%	30÷100
Температура воды на входе в котлоагрегат	°С	70
Температура воды на выходе из котлоагрегата	°С	150
Расчетный расход топлива: при работе на природном газе (37,01 МДж/нм^3) при работе на мазуте (41,68 МДж/нм^3)	м^3/ч кг/ч	 6003 5416
КПД котлоагрегата (брутто) при номинальной нагрузке: при работе на природном газе при работе на мазуте	%	 94,3 92,8
Горелочное устройство (2 шт.)	-	ГМВАТ2-32
Дутьевой вентилятор (1 шт.)		ВДН 17-1000*
Габаритные размеры котлоагрегата (с горелкой): длина ширина высота	мм	 6558 3594 15058
Масса блока котлоагрегата в обшивке и изоляции (с горелками)	кг	54800

Котлоагрегат TERRAHOTS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150H)

Водогрейный котлоагрегат типа TERRAHOTS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150H) предназначен для получения горячей воды, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также технологических целей. Котел работает на природном газе либо мазуте, предназначен для работы в основном и в пиковом режимах при колебаниях нагрузок в пределах 25-100% от номинальной.

Технические характеристики котла TERRAHOTS116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150H)

Таблица 4

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение	
		на газе	на мазуте
Номинальная теплопроизводительность	МВт	116,3	
Расчетная теплопроизводительность	МВт	117,5 */ 118,3**	
Температура воды на входе в котел: основной режим пиковый режим	°С	 70 110	 70 110
Температура воды на выходе из котла	°С	150	
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, не менее	%	25-100	
КПД котла (брутто) при номинальной нагрузке, не менее: в основном режиме в пиковом режиме	%	 94,7 93,0	 91,5 91,6
Габаритные размеры котла с площадками обслуживания:			

длина ширина высота	мм	13 900 10 250 14 000

*параметры при нагреве воды с 70°С до 110°С с номинальным расходом 1250 т/ч;

** параметры при нагреве воды с 110°С до 150°С с номинальным расходом 2500 т/ч.

Водогрейный котел TERRAHOTS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150Н) может быть включен в работу по двум режимам: основной и пиковый.

Основной режим обеспечивает нагрев сетевой воды от 70°С до 150°С с расходом воды через котел 1250 т/час.

Пиковый режим котла обеспечивает нагрев сетевой воды от 110°С до 150°С при двойном увеличении расхода воды, т.е. до 2500 т/час.

Котел ДЕ-25-1,4-250НГ-О

Для пароснабжения собственных нужд (существующих мазутного хозяйства, паромазутопроводов) и выдачи пара на производство устанавливаются два паровых котла типа ДЕ-25-1,4-250НГ-О производительностью 25 т/ч каждый.

Основные параметры котла:

номинальная паропроизводительность – 25 т/ч;

температура перегретого пара на выходе из котла – 250°С;

давление перегретого пара –1,4 МПа;

расчетный КПД (брутто) котельной установки (газ) – 93,5%;

диапазон регулирования паропроизводительности – 35-100%.

Состав технологического оборудования КОГТЭС

КОГТЭС (когенерационная турбинная электростанция) производит электроэнергию.

При сравнении существующих способов производства электрической энергии учтено, что паросиловая технология является более затратной и количество производимой продукции недостаточно для покрытия расходов КТЭЦ.

Паровая турбина ПТ-25-90/10 ст.№3 потребляет 180 т/ч пара и выдает в сеть 21 МВт электроэнергии. Для производства 180 т/ч пара необходимо сжечь на котле БКЗ в среднем 15 000 нм^3/ч газа. Полученные доходы 21000 (кВт) х 9,24 (тенге/кВтч) х 1,12 (НДС) = 217,3 тысяч тенге/час меньше расходов 15 (тыс. м^3) х 21000 (тенге с НДС/ тыс. м^3) = 315 тысяч тенге/час. Как видим, паросиловая технология не окупается только за счет электроэнергии. Паровая турбина ПТ-25-90/10 ст.№3 дополнительно производит около 40 Гкал/ч тепловой энергии, за счет продажи которой достигается минимальная окупаемость.

Газовая турбина ДЖ-59, потребляя в среднем 4,5 тысячи м^3/ч газа, выдает в сеть 15 МВт электроэнергии. То есть затраты составляют 4,5х21000=94,5 тысяч тенге/час, доходы составляют 15х9,24х1,12=155,2 тысяч тенге/час.

Газотурбинная технология при данных ценах на газ и тарифах на электроэнергию имеет значительное преимущество перед паросиловой.

Оборудование для выработки тепла

В рамках ТЭО модернизируется основное оборудование ГТУ типа ДЖ-59ЛЗ в количестве 3 ед., каждый установленной электрической мощностью 15,4 с котлами утилизаторами типа КУВ-30 с мощностью 30 Гкал, введенные в эксплуатацию в 2005 г.

Суммарная установленная тепловая мощность котлов-утилизаторов станционных № 1, № 2, № 3 марки КУВ-30 составляет 90 Гкал/ч.

Котлы-утилизаторы водогрейные, в качестве топлива используются выхлопные газы ГТД и природный газ, при этом вырабатывается тепловая энергия, которая подогревает

через теплообменник сетевую воду для подачи в тепловые сети потребителям г.Кызылорда. Котел-утилизатор может работать в двух режимах:

комбинированном;

утилизационном.

В утилизационном режиме один котел обеспечивает производительность тепловой энергии от 5 до 20 Гкал/ч за счет использования уходящих дымовых газов от газотурбинной установки марки ГТУ-15 при выработке электрической энергии.

Комбинированный режим осуществляется с дополнительным сжиганием топлива в подтопочных горелках. Регулирование тепловой мощности котла осуществляется изменением количества дополнительного топлива, подаваемого в подтопочные горелки котла, в этом режиме обеспечивает производительность от 20 до 30,0 Гкал/ч.

Технология теплофикационного режима КОГТЭС остаётся без изменения при полной замене теплообменников, сетевых насосов и пускорегулирующей аппаратуры в виду исчерпания срока эксплуатации. При этом, согласно технического задания, в виду установки новой котельной мощностью 250 Гкал/час, предусмотрена работа котлов – утилизаторов только в утилизационном режиме с остаточной мощностью 3х20 Гкал/ч.

Перечень основного оборудования, сохраняемого в работе и реконструируемого на КОГТЭС

Таблица 5

№ п/п	Наименование	Ввод в эксплуа-тацию	Мощность, производи-тельность	Замена	Кап.ремонт
	Основное энергетическое оборудование				
1	Газотурбинная установка UGT15000 №1	2021	15,93 МВт	ДЖ-59	
2	Газотурбинная установка UGT15000 №2	2021	15,93 МВт	ДЖ-59	
3	Газотурбинная установка UGT15000 №3	2021	15,93 МВт	ДЖ-59	
4	Котел-утилизатор водогрейный типа КУВ-30 №1	2005	30 Гкал		
5	Котел-утилизатор водогрейный типа КУВ-30 №2	2005	30 Гкал		Конвектив-ная часть
6	Котел-утилизатор водогрейный типа КУВ-30 №3	2005	30 Гкал		Конвектив-ная часть
	Сетевые насосы с пускорегулирующей аппаратурой:				
7	СЭ 1250-140-11 №1	2005	1250 м^3/час	СЭ 1250-140-11 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
8	СЭ1250-140-11 № 3	2005	1250 м^3/час	СЭ 1250-140-11 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
9	1Д630-125	2005	630 м^3/час	1Д630-125 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
10	1Д630-125	2005	630 м^3/час	1Д630-125 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	

11	СЭ500-70-16 №1	2005	500 м³/час	СЭ500-70-16 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
12	СЭ500-70-16 №3	2005	500 м³/час	СЭ500-70-16 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
13	К200-150-315	2005	200 м³/час	150-315/1500 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
14	К200-150-315	2005	200 м³/час	150-315/1500 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
15	К200-150-315	2005	200 м³/час	150-315/1500 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
16	К200-150-315	2005	200 м³/час	150-315/1500 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
17	КС-12-50	2005	12 м³/час	КС-12-50 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
18	КС-12-50	2005	12 м³/час	КС-12-50 ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
	Теплообменники:				
19	325 ТУ-4,0-М1/20Г-6Т-2-У (газ-вода)	2005		325ТУ-4,0-М1/20Г-6-Т-2-У ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
20	XGF № 81 № 1	2015		FP120-299-1-EH ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
21	XGF № 81 № 2	2016		FP120-299-1-EH ТОО «KARLSKRONA LC AB»	
22	Всего по КОГТЭС установленная мощность: электрическая тепловая		45 МВт 60 Гкал		

Выбор ГТУ проводился на основе сравнения технических характеристик, технико-экономических показателей газотурбинных установок ведущих компаний производителей данного вида установок и оборудования мощностью до 20 МВА, таких как ГП НПКГ Зоря-Машпроект, Solar Turbines Incorporated USA.

Сравнительная таблица по выбору поставщика ГТУ для модернизации КОГТЭС

Таблица 6

№ п/п	Параметр	ГТД Titan 130	ГТД ДЖ-59Л3
1	Мощность электрическая, МВт	16.5	15,0

2	КПД электрический	31,0	29,0
3	Ресурс до кап/ремонта, мч	30 000	20 000
4	Полный ресурс	90 000	60 000
5	Удельный расход топлива (8555 ккал/нм3), нм^3/(кВт*ч)	1,5	0,347
6	Расчетный расход газов на выходе из ГТД, кг/с	21,8	96,0
7	Расчетная температура газов на выходе из ГТД, °С	460	350

Учитывая сложившуюся ситуацию по выработке потенциала существующих газотурбинных двигателей, решено реконструкцию и расширение ТЭЦ выполнить с применением газотурбинных установок (ГТУ) того же производителя и того же типа, а именно ДЖ-59 от производителя ГП НПКГ Зоря-Машпроект, г.Николаев, Украина.

Преимущества двигателей ДЖ59Л3 нового поколения:

ресурс до капитального ремонта и между капитальными ремонтами – 33 000 ч, а не 20 000 ч (как это было ранее;

полный ресурс до списания – 100 000 ч., а не 60 000 ч., (как это было ранее);

периодичность технического обслуживания – каждые 3 000 ч., 6 000 ч. 9 000 ч., а не 2 000 ч., 4 000 ч., 8 000 ч., (как это было ранее).

В качестве основного источника топливного газа рассмотрена поставка попутного нефтяного газа по МГ «Акшабулак-Кызылорда» с месторождений Акшабулак и Арыскум от АГРС-1 с резервированием подачи товарного газа от АГРС-2 магистрального газопровода «Бейнеу-Шымкент».

Параллельная схема работы ПГУ (3ХГТУ с котлами-утилизаторами) совместно с вновь устанавливаемой котельной (водогрейными котлами 250 Гкал/час), позволяющие утилизировать тепло отходящих газов газовых турбин для теплофикационного режима является наиболее технически и экономически выгодной.

Газовая турбина

Комплект поставки ГТД для модернизации существующей КОГТЭС обеспечивает монтаж газотурбинного двигателя без специальной доработки, сварочных работ и дополнительной закупки специального оборудования и включает Блок газотурбинного двигателя (ГТД) ДЖ-59 на раме в составе:

газотурбинный двигатель, газоотвод, маслоблок ГТД с водяными охладителями;

щит приборный с КИП, установка системы взрывопожарной защиты ГТД и маслоблока;

шкафы запуска, автоматического управления ГТД, шкафы блока бесперебойного питания, шкафы низковольтного комплектного распределительного устройства собственных нужд;

лицензионное программное обеспечение (ПО); автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Структура системы управления газотурбинами с котлами-утилизаторами обеспечивается диспетчером КТЭЦ с автоматизированной системы управления. Сбор и передача информации о состоянии коммутационного оборудования осуществляется контроллерами, устанавливаемыми на ГТУ, котлах-утилизаторах и на вспомогательном оборудовании, обеспечивающие весь технологический процесс. Измерение требуемых параметров и ввод их в контроллеры осуществляются измерительными преобразователями.

Технологическая схема

Для покрытия тепловых нагрузок в здании водогрейной котельной устанавливаются три водогрейных котла:

один котел КВ-ГМ-58.2-150Н мощностью 50 Гкал/ч,

два котла КВ-ГМ-116.3-150Н мощностью по 100 Гкал/ч.

Расчетная тепловая нагрузка внешних потребителей в горячей воде составит 250 Гкал/ч.

Водогрейные котлы будут работать в основном режиме.

Система горячего водоснабжения потребителей - закрытая.

Температурный график регулирования отпуска тепла принят 130/70°С.

Требуемые напоры сетевой воды на границе следующие:

в подающих коллекторах - 1,0 МПа;

в обратных коллекторах - 0,2 МПа;

статическое давление - 0,38 МПа.

Выдача тепла от водогрейной котельной предусмотрена по двум трубопроводам прямой и сетевой воды 2хДу800 мм и далее врезкой в существующую тепломагистраль ТМ-2 (Ду800 мм, Ду1000 мм). На подающих и обратных трубопроводах сетевой воды предусмотрена установка отключающей арматуры и устройств измерения расхода.

В водогрейной котельной предусмотрена установка:

сетевых насосов и насосов рециркуляции;

насосов подпитки теплосети и перекачивающих насосов;

отключающей арматуры на сетевых трубопроводах;

трубопроводы и арматура подпитки в обратный коллектор;

трубопроводы, баки и насосы дренажей сетевых и подпиточных трубопроводов, а также баки и насосы дренажей вспомогательных трубопроводов.

Технологической схемой подпитки теплосети предусмотрено:

подогрев исходной сырой воды в водоводяных теплообменниках до t=25÷30°С сетевой водой;

подача подогретой сырой воды на ВПУ по трубопроводу Ду300 мм;

подача химочищенной воды подпитки теплосети и подпитки паровых котлов из ВПУ в водогрейную котельную.

деаэрация подпиточной воды теплосети в атмосферном деаэраторе, в качестве греющей среды в деаэраторах применяется пар;

подача деаэрированной подпиточной воды после деаэратора перекачивающими насосами в коллектор обратной сетевой воды или в баки запаса подпиточной воды;

установка двух баков запаса химочищенной воды емкостью по 700 м^3 каждый и одного бака перелива емкостью 100 м^3;

защита БЗХОВ от коррозии с применением герметизирующей жидкости;

подача воды из БЗПВ в водогрейную котельную по двум трубопроводам Ду300 мм;

установка подпиточных насосов и насосов аварийной подпитки теплосети.

Для пароснабжения собственных нужд (мазутного хозяйства, паромазутопроводов) установлены два паровых котла производительностью 25 т/ч каждый и коллектора пара собственных нужд 1,4 МПа и 0,12 МПа. Пар в коллектор давлением 1,4 МПа температурой 250°С поступает от паровых котлов и направляется на мазутохозяйство в количестве 15 т/ч. Пар в коллектор давлением 0,12 МПа поступает от двух РОУ 1,4/0,12 МПа производительностью 20 т/ч каждая и используется в качестве греющей среды в атмосферных деаэраторах подпитки теплосети и паровых котлов и подогревателях ХОВ. Пар на производство с параметрами Рр=0,5 МПа, Тр=250°С направляется от РУ 1,4/0,5МПа производительностью 5т/ч. Для непрерывной подачи пара на производство предусмотрена установка двух РУ.

Деаэрация химочищенной и питательной воды парового котла проходит в атмосферном деаэраторе. Непрерывная продувка парового котла осуществляется через расширитель продувки.

Для сбора дренажей в период пуска и прогрева трубопроводов, а также в процессе эксплуатации в схеме предусмотрены расширители дренажей и дренажные баки с отводом конденсата либо в цикл, либо в канализацию.

Котельно-вспомогательное оборудование водогрейных котлов

Водогрейный котел КВ-ГМ-58.2-150Н мощностью 50 Гкал/ч оснащается следующим тягодутьевым оборудованием:

дутьевой вентилятор ВДН -17Х-1000 - 1 шт.;

дымосос ДН-21Х-750*– 1 шт.

Водогрейный котел КВ-ГМ-116.3-150Н мощностью 100 Гкал/ч оснащается следующим тягодутьевым оборудованием:

вентилятор ВДН-20Х-1000 – 1 шт.,

дымосос- ДН-22х2-0.62К- 1 шт.

Количество сетевых насосов принято:

2 насоса типа D200-660В-Ш/Ч-УХЛ3.1 производительностью 650 м^3/час напором 1,4 МПа при расходе воды через котел 50 Гкал/ч;

4 насоса типа D300-720А-а-Ш/Ч-УХЛ3.1 производительностью 1250 м^3/час напором 1,4 МПа при расходе воды через котел 100 Гкал/ч.

Количество насосов рециркуляции типа D200-500В-455- Ш/Н-тт-УХЛ3.1 производительностью 500 м^3/час напором 0,7 МПа – 3 шт.

Установка подпитки теплосети в составе:

деаэратор атмосферный ДА300/75 с баком 75 м^3;

пластинчатые подогреватели химочищенной воды;

перекачивающие насосы из деаэратора в баки запаса химочищенной воды теплосети (2 рабочих, 1 резервный);

насосы подпитки теплосети производительностью 600 м^3/ч, напором 0,55 МПа (3 рабочих, 1 резервный);

насосы аварийной подпитки теплосети (2 рабочих);

бак запаса химобработанной деаэрированной воды емкостью V=700 м^3 – 2 шт.

бак перелива емкостью V=100 м^3 – 1 шт.

Котельно-вспомогательное оборудование паровых котлов

Паровой котел ДЕ-25-1,4-250НГ-О оснащен следующим тягодутьевым оборудованием: дымосос типа ВДН-15Х-1500пр – 1 шт.; вентилятор типа ДН-17-1500пр - 1 шт.

Установка подпитки включает:

деаэратор атмосферный ДА-50/15 с баком 15 м^3;

насосы питательные ЦНСт38-198 производительностью 38 м^3/ч, напором 19,8 МПа (2 рабочих, 1 резервный);

пластинчатый подогреватель химочищенной воды подпитки паровых котлов -1 шт.;

пластинчатый охладитель конденсата -1 шт.

Редукционно-охладительная установка РОУ, давление Р=1,4/0,12 МПа, температура t=250/130°С, производительность Q=20 т/ч.

Редукционная установка РУ, давление Р=1,4/0,5 МПа, температура t=250°С, производительность Q=5 т/ч.

Расширитель непрерывной продувки СП-5.5-У.

Бак сбора конденсата V=10 м^3.

Насос бака сбора конденсата типа 1К80-50-200 производительностью Q=50м^3/ч, напором Н=0,5 МПа.

Установка подогрева сырой воды

Производительность установки ВПУ определена с учетом расхода воды на подпитку теплосети, паровых котлов, с учетом расхода воды на собственные нужды. Установка подогрева сырой воды перед водоподготовительной установкой включает:

фильтры сырой воды – 2 шт.; теплообменники сырой воды – 2 шт.;

насосы сырой воды типа Д160-112а (3 рабочих, 1 резервный) производительностью 120 м^3/час, напором 1,0 МПа;

насосы подпитки теплосети и насосы аварийной подпитки теплосети (2 рабочих);

бак запаса химобработанной деаэрированной воды емкостью V=700 м^3 – 2 шт.

бак перелива емкостью V=100 м^3 – 1 шт.

Компоновочные решения Водогрейной котельной

В здании водогрейной котельной предусмотрены насосное и котельное отделения.

В насосном отделении на отм.0,000 размещены сетевые насосы, насосы рециркуляции, баки и насосы системы охлаждения подшипников механизмов, в постоянном и временном торцах насосной предусмотрены ремонтные площадки и автомобильные въезды; на отм.+9,000 расположен кабельный этаж; на отм.+12,300 расположены помещения щитов управления, РУСН, сборок задвижек и другие электротехнические помещения.

Со стороны ряда «А» вдоль насосного отделения расположена эстакада трубопроводов сетевой воды.

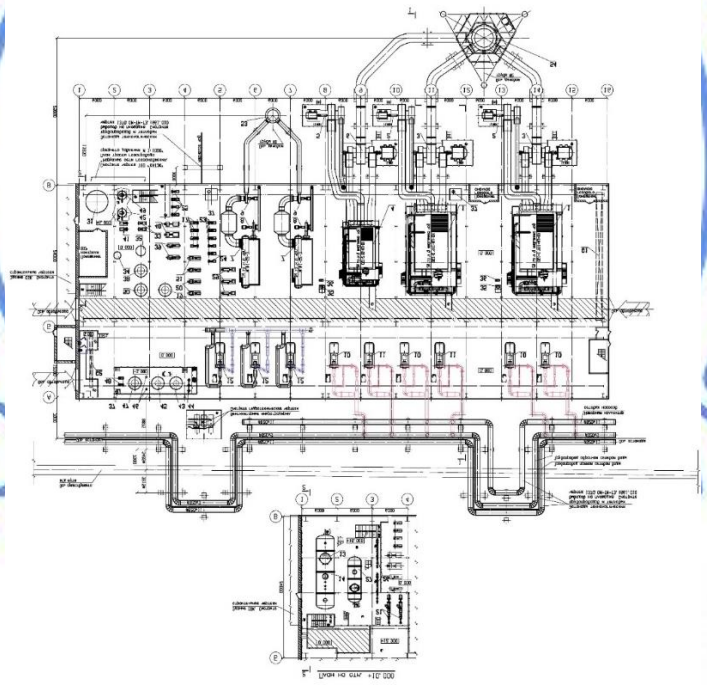


Рис.2 План котельной

В котельном отделении установлены два паровых котла типа ДЕ-25-1,4-250НГ-О и три водогрейных котла:

один котел TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150Н) мощностью 50 Гкал/ч,

два котла TERRAH0TS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150Н) мощностью по 100 Гкал/ч.

Дымососы, дутьевые вентиляторы расположены на открытой площадке.

В постоянном торце котельного отделения предусмотрена этажерка с отметками обслуживания +3.600, +6,000, +10,000, на которых размещены атмосферные деаэраторы подпитки теплосети и парового котла, редукционные и охладительные установки; на отм. 0,000 установлено оборудование воднохимической очистки котлов с баками и насосами, питательные насосы парового котла, дренажные баки с насосами.

Для ремонтных работ в котельном отделении предусмотрен кран грузоподъемностью 10,0 т. В промежутке между водогрейными котлоагрегатами ст. № 1, 2, 3 и во временном торце размещены ремонтные площадки. Автомобильные въезды в котельное отделение предусмотрены с постоянного и временного торцов.

Три водогрейных котла подключены на дымовую трубу высотой 90,0 м.

Паровые котлы подключены к дымовой трубе высотой 60 м.

Основные технические показатели Кызылординской ТЭЦ до и после модернизации и расширения

Таблица 7

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм	2018 г.			После реализации проекта		
			ТЭЦ	КОГТЭС	**Всего**	ВК	КОГТЭС	**Всего**
1	Установленная мощность							
	электрическая (располагаемая)	МВт	67	46,2	**113,2**		44,8	**44,8**
	тепловая (располагаемая)	Гкал/ч	182	90	**272**	250	90 (60)	**340 (310)**
	в т.ч. КОГТЭС:							
	мощность 1 газотурбинного двигателя ДЖ59Л3	МВт		15,40			14,93	
	количество ГТД	ед.		3			3	
	в т.ч. вновь устанавливаемые ГТД	ед.					3	
	мощность 1 котла утилизатора КУВ-30	Гкал/ч		30			30	
	количество КУВ, в т.ч.	ед.		3			3	
	КУВ после капитального ремонта	ед.					2	
	в т.ч. ВК:							
	мощность 1 ВК TERRAH0TS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150H)	Гкал/ч				100		
	количество	ед.				2		
	мощность 1 ВК TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150H)	Гкал/ч				50		
	количество	ед.				1		
2	Число часов использования установленной электрической мощности	час	1 608	4 706			7996	
3	Выработка электроэнергии	млн. кВтч	107,8	217,4	**325,2**		358,0	**358,0**
4	Расход э/энергии на собственные нужды	млн. кВтч	25,1	7,5	**32,6**		40,0	**40,0**
5	Отпуск электроэнергии	млн. кВтч	82,7	209,9	**292,6**		317,0	**317,0**
6	Отпуск теплоэнергии с коллекторов (с учетом восстановления горячего водоснабжения на перспективу)	тыс.Гкал	213,5	81,2	**294,7**	350,0	350,0	**700,0**
7	Расход условного топлива	тыс. тут	68,4	78,7	**147,2**			
	на отпуск электроэнергии	тыс. тут	32,3	65,3	**97,6**		91,0	**91,0**

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм	2018 г.			После реализации проекта		
			ТЭЦ	КОГТЭС	**Всего**	ВК	КОГТЭС	**Всего**
	на отпуск теплоэнергии	тыс. тут	36,1	13,4	**49,5**	56,0	56,0	**112,0**
8	Удельный расход условного топлива:							
	на отпуск электроэнергии	г/кВт.ч	390,5	311,0			286,0	
	на отпуск теплоэнергии	кг/Гкал	169,0	165,0		160,0	160,0	
9	Расход натурального топлива:							
	газ	млн. м^3	54,0	67,1	**121,0**	46,4	107,0	**153,4**
	мазут	тыс. тн	3,9		**3,9**			
10	Общая численность работающих, всего в том числе: производственный персонал АУП	чел.	869 681 188	26 26	**895,0** **707,0** **188,0**	869 681 188	26 26	**895,0** **707,0** **188,0**

Топливоснабжение

Основным видом энергетического топлива для КТЭЦ является природный газ согласно техническим условиям АО «КазТрансГаз Аймак» на проектирование и подключение к существующему подводящему газопроводу высокого давления Кызылординской ТЭЦ от 10 октября 2019 года № 41-311 и на проектирование и подключение к газораспределительным сетям котельной КТЭЦ от 8 июня 2020 года № 41-156. Источником газоснабжения Кызылординской ТЭЦ является АГРС-1 МГ «Акшабулак-Кызылорда» и АГРС-2 МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Резервное топливо для паровых котлов ТЭЦ - топочный мазут М-100.

Газоснабжение

В настоящее время газ подается на территорию станции по двум газопроводам:

газопровод высокого давления от АГРС-1 Ø325х8,0 мм (Р=2,5 МПа), протяженностью 5,0 км до КОГТЭС и до газораспределительного пункта БРГ-40 и далее от БРГ-40 газ давлением 0,6 МПа подается к существующему главному корпусу КТЭЦ;

газопровод высокого давления от ГГРП-1 Ø315х28,6 мм (Р=0,6 МПа), протяженностью 2,4 км до узла учета расхода газа ШУУРГ-6500 и газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-200 2ВУ-1 на территории КТЭЦ.

Для подачи газа от существующих БРГ-40 и ГРПШ-200 2ВУ1 до проектируемой новой котельной предусмотрен газопровод среднего давления 0,15 МПа производительностью 31,2 тыс. м³/час. В существующий газопровод от БРГ-40 и ГРПШ-200 2ВУ1 предусмотрена врезка стальным трубопроводом Ø325х7 мм по ГОСТ 10704-91 с установкой отключающей арматуры Ду300 мм (класс герметичности А), электрифицированная. Далее подача газа на проектируемую водогрейную котельную осуществляется подземным газопроводом из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 диаметром Ø315х28,6 мм.

В районе постоянного торца водогрейной котельной газопровод выходит из земли, и далее газ транспортируется по надземному газопроводу из стальных электросварных труб Ø325х7мм по ГОСТ 10704-91. На надземном газопроводе устанавливается отключающая электрифицированная арматура и переходы на диаметр Ø720х10 мм. Газовый коллектор Ø720х10 мм, распределяющий газ по котельным агрегатам, проложен вдоль ряда «Г» вне здания водогрейной котельной. Протяженность трассы, включая коллектор вдоль водогрейной котельной, около 300 м. На газопроводе предусмотрены штуцеры для подключения продувочного воздуха, а на самых высоких участках - продувочные свечи. Для обслуживания арматуры предусмотрены площадки.

Внутренний диаметр газопровода к каждому котлу определен для максимального расхода газа при номинальной теплопроизводительности котла. Давление газа в распределительном коллекторе 150 кПа, перед регулирующим клапаном на отводе газопровода к каждому котлу – 140 кПа, после регулирующего клапана – 45 кПа, перед горелками котлов – 35 кПа. Внутренние газопроводы по классификации по давлению относятся к газопроводам среднего давления. На газопроводе к каждому котлу установлены:

две задвижки с электроприводом, одна из которых является ремонтной;

заглушка поворотная; измерительная диафрагма;

быстродействующий отсечный клапан; клапан регулирующий с электроприводом;

блоки газооборудования типа АМАКС-БГ8 на отводах газопровода к каждой горелке котла;

продувочные трубопроводы; сбросный трубопровод безопасности между отсечными клапанами блоков газооборудования типа АМАКС.

Блок газооборудования АМАКС выполняет следующие функции:

автоматический контроль герметичности запорных устройств в составе блока;

безопасный розжиг горелки;

отсечка газа при нарушении технологических параметров или горелки.

Для внутренних газопроводов приняты стальные предохранительно-запорные клапаны (ПЗК) и стальная запорная арматура с герметичностью затворов класса А.

Газопровод выполнен из стальных электросварных труб диаметром 426х7, 325х6, 273х6, 219х6, 159х4.5 мм по ГОСТ 20295-85, 10704-91. Соединения труб предусмотрены на сварке.

Резервное дизельное топливо

При аварийном отключении газа работа котлов предусмотрена на резервном топливе. В качестве резервного топлива согласно задания на разработку ТЭО принят мазут М100 с характеристиками:

низшая теплота сгорания Qнр=40,8 МДж/кг (9740 ккал/кг),

удельный вес у=0,86 кг/м^3.

Для хранения резервного дизельного топлива принято существующее топливохранилище, состоящее из 3 стальных резервуаров емкостью 5000 м^3 каждый.

Для работы на основном и резервном топливе котлы укомплектованы комбинированными горелками газ-жидкое топливо.

Дизельное топливо от топливохранилища подается топливными насосам по трубопроводам, проложенным совместно с тепловым спутником.

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП)

Реконструкция КОГТЭС, ОРУ-220 и ОРУ 35 кВ

По первой очереди строительства в рамках ТЭО предусмотрено модернизировать комплекс диспетчерской системы, а также каналы связи и передачи данных для передачи требуемого объема информации на диспетчерский пункт и обмена информацией с диспетчерами вышестоящего уровня.

Учитывая перспективу развития средств диспетчерско-технологического управления, необходимость гибкого и оперативного управления энергообъектами, предусмотрено установить систему контроля и управления - SCADA.

На уровне SCADA ГЩУ осуществляется:

координация работы систем управления основного и вспомогательного оборудования всей электростанции;

распределение нагрузки между генераторами с учетом требований энергосети;
распределение электроэнергии между потребителями;
управление распределительными устройствами;
аварийная остановка основного оборудования по технологическим причинам, в случае пожара или обнаружения взрывоопасной концентрации газа (ПиГ – система пожаротушения и обнаружения газа).

Система автоматизации SCADA уровня ГЩУ интегрирует данные локальных систем комплектных с технологическим оборудованием и следующих смежных систем:
системы отопления и вентиляции;
системы пожарной сигнализации;
системы пожаротушения;
системы сигнализации обнаружения газа;
системы ЭХЗ газопровода;
системы мониторинга выбросов;
системы охранной сигнализации ГЩУ и КПП;
системы оповещения.

Тип системы сбора, обработки информации, протоколов передачи данных и управление объектами SCADA на КТЭЦ должны быть определены при дальнейшей стадии проектирования КТЭЦ.

Строительство водогрейной котельной с инфраструктурой

По второй очереди строительства в рамках ТЭО при строительстве водогрейной котельной предусматриваются следующие микропроцессорные системы управления технологическими процессами:

АСУ ТП вспомогательного и общестанционного оборудования с управлением оператором водогрейной котельной;

АСУ ТП водогрейных котлов №1÷3 (для каждого котла отдельно) с организацией автоматизированных рабочих мест (АРМ) операторов водогрейной котельной;

АСУ ТП паровых котлов, с управлением оператором водогрейной котельной;
аналитическая система дымовых газов;
автоматизированная система коммерческого учета тепловой энергии (АСКУТЭ);
АСУ ТП водоподготовительной установки с организацией АРМ оператора ВПУ;
информационная система с АРМ начальника смены в отдельном помещении.

АСУ ТП разрабатывается как цифровая человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени и позволяющая оператору-технологу во взаимодействии с техническими и программными средствами управления, контроля и преобразования информации, обеспечить эффективное управление технологическим процессом.

АСУ ТП имеет иерархическую структуру в целом и распределенную структуру технических средств на нижнем уровне.

Система контроля и управления обеспечивает все функции управления технологическими процессами:
управления и регулирования;
расчетов и оптимизации;
предоставления оперативному персоналу информации о соблюдении пределов и условий безопасности эксплуатации, функционирования систем безопасности, параметрах основных технологических процессов, сигнализации отклонений, результатах диагностики технологического оборудования и технических средств АСУ ТП.

Иерархические уровни проектируемой системы:
уровень общестанционного оборудования;

уровень агрегатов (водогрейных котлов, паровых котлов);
уровень группового управления;
уровень индивидуального управления.

Управление оборудованием водогрейной котельной осуществляется с ГрЩУ. ГрЩУ состоит из трех отдельных помещений: помещение оперативного контура, помещений неоперативного контура слева и справа от оперативного контура.

В оперативном контуре предусматривается установка АРМ операторов-технологов, экрана коллективного пользования, АРМ инженера АСУ ТП, удаленных терминалов газоаналитических систем и АРМ АСКУТЭ.

В смежном с ГрЩУ помещении предусмотрено помещение начальника смены, которое оборудовано АРМ начальника смены.

В помещениях неоперативного контура предусматривается установка неоперативных щитов: шкафов контроллеров, шкафов питания и серверов ПТК, шкафов промежуточных клеммников, шкафов преобразователей, сборок задвижек КРУЗА П. Для прокладки кабелей под ГрЩУ в.к. предусмотрен кабельный этаж.

Для химического анализа обратной сетевой воды, подпиточной воды теплосети после вакуумных деаэраторов, предусмотрены помещения УПП и приборов анализа ВХР.

Представление информации по химическому контролю водного режима производится на мониторе АРМ операторов водогрейных котлов на ГрЩУ.

В щите управления ВПУ выделено помещение для размещения АРМ оператора-технолога, а также отдельное помещение для сборок задвижек, шкафов контроллеров (КФУ) и питания, а также помещения дежурного персонала и кладовой КИП.

Вспомогательные установки на площадке имеют местные щиты, которые не предназначены для обслуживания постоянным оперативным персоналом. Местные щиты управления располагаются вблизи соответствующего технологического оборудования.

Датчики температуры сетевой, подпиточной, химочищенной и греющей воды устанавливаются на трубопроводах, в местах, удобных для их обслуживания, температуры пылевоздушной смеси, воздуха – на пылегазовоздухпроводах в местах, где есть зона обслуживания.

Датчики давления устанавливаются на стендах в помещении котельной, в основном, на площадках котлов.

Местные приборы размещаются на трубопроводах или по месту вблизи технологического оборудования, для которого они предназначены.

Измерительные преобразователи ультразвуковых приборов "Взлет МР" и тепловычислители ТСРВ устанавливаются в шкафах вторичных преобразователей расхода в помещении щита управления ВПУ и других территориально близко расположенных от места измерения помещениях или укрытиях для узлов учета тепла.

Электронные блоки датчиков и вторичных преобразователей анализа водно-химического режима (ВХР) и УПП размещаются в помещении контроля ВХР котельной.

Автоматическое регулирование производится с помощью частотно-регулируемых приводов, и с помощью регулирующих клапанов с электрическими исполнительными механизмами.

Все шкафные изделия АСУ ТП питаются от сети переменного тока напряжением 220В (+10/-15%) с частотой 50 Гц (±1 Гц). Для обеспечения бесперебойной работы аппаратуры имеются две параллельные (основная и резервная) сети питания.

ПТК (программно-технический комплекс) питается от сети переменного тока напряжением 220В (+10/-15%) с частотой 50 Гц (±1 Гц) через стандартные источники бесперебойного питания.

6.4 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Существующая площадка КТЭЦ находится в северо-западной промышленной зоне города Кызылорда. Площадка в плане имеет форму неправильного прямоугольника, вытянутого с запада на восток

Промплощадка ТЭЦ граничит: с запада с АО «Меркурстройсервис», ТОО «Техоснастка»; с юга река Сырдарья, которая удалена на расстоянии 400 м; с северной и с восточной сторон находится жилой массив. К северо-востоку и юго-востоку от территории ТЭЦ проходит железнодорожный путь АО «НК Казахстан Темир Жолы» Алматы - Актобе. С северо-востока площадка ТЭЦ ограничена автомагистралью «Кызылорда – Актобе». Автодорожная связь ТЭЦ с городом осуществляется через подъездную автодорогу, выходящую на автомагистраль «Кызылорда – Актобе». Железнодорожная связь ТЭЦ с путями АО «НК «Казахстан Темир Жолы» осуществляется через подъездной ЦКЗ путь протяженностью 1,26 км, примыкающий к железнодорожной станции «Кызылорда». Площадка имеет один автодорожный въезд и два железнодорожных с северовосточной стороны.

Площадка КТЭЦ застроена зданиями и сооружениями, благоустроена, озеленена и оснащена внутриплощадочными транспортными связями. В центре промплощадки располагается частично демонтированный главный корпус I-IV очередей строительства, склад и галереи топливоподачи. На юг и юго-запад от главного корпуса располагаются: багерная насосная станция, ХВО подпитки теплосети с наружным баковым хозяйством, сооружения топливоподачи, железнодорожные пути, склад мазута емкостью 3х5000 м^3 с эстакадой мазутослива. На юго-восток – ГРП, маслохозяйство, склады САЭМ, гараж для бульдозеров, кислородная станция. На востоке - КОГТЭС, блочный газорегуляторный пункт, вентиляторные градирни ГТУ, циркуляционная насосная, площадка подземных скважин с железобетонными резервуарами для воды. На северо-восток – компрессорная, башенные градирни, материальный склад, пождепо, локомотивное депо, проходная, столовая, механические мастерские, старое мазутохозяйство емкостью 3х2000 м^3 с насосной, эстакадой мазутослива (продано участком). На северо-восток – ОРУ-35 кВ, ОРУ-220 кВ, здание электротехнических устройств, мастерские. Основным топливом ТЭЦ является газ, резервным – мазут.

После перехода на сжигание газа большая часть сооружений топливоподачи демонтирована.

Природно-климатические условия участка строительства:

климатический подрайон	- IVA;
нормативное ветровое давление (III район)	- 38 кг/м^2;
нормативная снеговая нагрузка (I район)	- 50 кг/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 24,5° С;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 1,33 м;
сейсмичность района	- 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

На стадии ТЭО геолого-литологическое строение и гидрогеологические условия площадки строительства определены на основании материалов изысканий прошлых лет (1992-2014 годы) на территории Кызылординского теплоэлектроцентра. Согласно отчёту по инженерным изысканиям, составленному в 2020 году АО «Институт «КазНИПИЭнергопром», г. Алматы (шифр № 1370.ОМ.1661), выделены следующие инженерно-геологические элементы:

насыпной грунт (спланированные навалы суглинка с включением битого кирпича, обломков бетона, арматуры - 0,5-2,0 м;

супесь твёрдой и пластичной консистенции с прослоями суглинков и глин

c=7 кПа, φ=29º, E=7 МПа, ρ=1,88 г/см^3 - 1,7-3,9 м;

глины от твёрдой до тугопластичной консистенции

c=50 кПа, φ=14º, E=13 МПа, ρ=1,98 г/см^3 - 0,5-1,4 м;

пески мелкие средней плотности с прослоями суглинка и супеси

c=0 кПа, φ=31º, E=14,9 МПа, ρ=1,68 г/см^3 - 20,0 м (вскрытая).

Рельеф участка изысканий ровный с незначительным понижением на северо-запад.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 2,0-2,8 м.

По результатам химического анализа грунтовые воды слабосолоноватые.

По отношению к бетону марки по водонепроницаемости W4 на сульфатостойком цементе грунтовые воды обладают слабой сульфатной агрессией, по отношению к железобетонным конструкциям – неагрессивные при постоянном погружении.

По отношению к стальным конструкциям грунтовые воды - корродирующие. Коррозионная активность грунтовых вод по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля - высокая.

Грунты по содержанию водорастворимых солей относятся к слабозасоленным, засоление сульфатное, хлоридно-сульфатное. По отношению к стальным конструкциям грунтовые воды корродирующие. Коррозионная активность грунтовых вод по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля - высокая.

Грунты по отношению к бетонам марки по водонепроницаемости W4 на портландцементе обладают сильной сульфатной агрессией, по отношению к железобетону – среднеагрессивные.

6.5. Генеральный план и транспорт

Площадка ТЭЦ находится в промышленной зоне города Кызылорда на расстоянии 400 метров от реки Сырдарья и граничит жилыми массивами, производственными предприятиями.

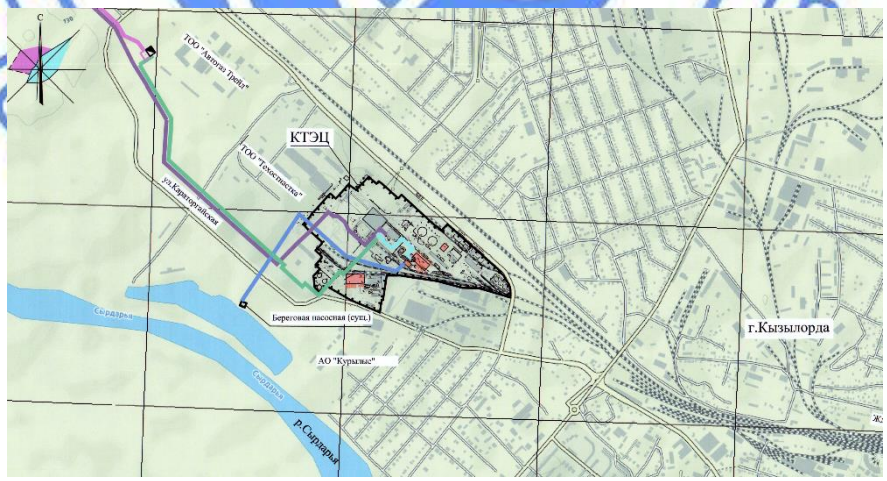
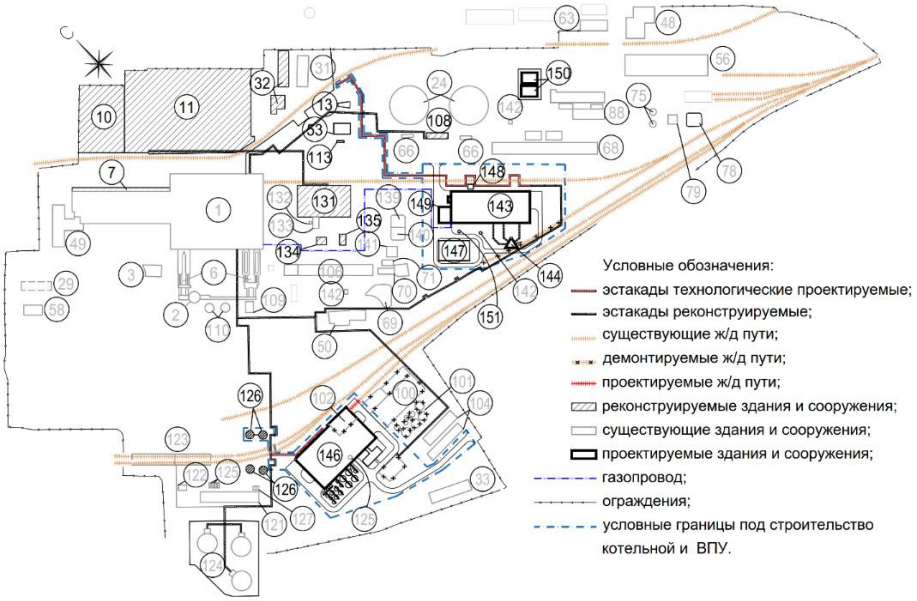


Рис.3. Ситуационная схема



Экспликация зданий и сооружений по генеральному плану:

1. Главный корпус ТЭЦ (существующее);
2. Дымовая труба №2 Энергетических котлов с газоходами (существующее);
3. Насосная промстоков (багерная насосная) (существующее);
6. Открытая площадка дымососного отделения главного корпуса ТЭЦ (существующее);
7. ГРУ 6 кВ (10 кВ) (реконструируемое);
10. Открытое распредустройство 35 кВ (реконструируемое);
11. Открытое распредустройство 220 кВ (реконструируемое);
13. Открытая установка трансформаторов (реконструируемое);
24. Башенная градирня 1, 2 (существующее);
29. Склад мокрого хранения соли (подземный) (существующее):
31. Мастерские электроцеха (существующее);
32. Здание электротехнических устройств на ОРУ-220 (реконструируемое);
33. Кислородная станция (существующее);
48. Столовая (существующее);
49. Служебно-бытовой корпус (существующее);
50. Гараж-мастерские (существующее);
51. Компрессорная сжатого воздуха (существующее);
56. Механические мастерские (существующее);
58. Ресиверы водорода (существующее);
63. Проходная (существующее);
66. Цирквоводоводы с сооружениями (существующее);
68. Материальный склад закрытый у градирен (существующее);
69. Сооружение № 2 (существующее);
70 Насосная станция 2-го подъёма (существующее);
71. Резервуары 2х200 м^3 (существующее);
75. Баки отстойники (существующее);
78. Грязенакопитель (существующее);
79. Насосная станция баков-отстойников (существующее);
88. Пожарное депо (существующее);
100. Водоподготовка подпитки котлов и теплосети (демонтаж);
101. Баковое хозяйство ВПУ (демонтаж);
102. Склад соли (снос);
104. Теплицы (существующее);
106. Материальный склад закрытый у КоГТЭС (существующее);
108. Противопожарная насосная (реконструируемое)
109. Насосная баков запаса конденсата (существующее);
110. Баки запаса конденсата энергетических котлов (существующее);
113. Ресиверы сжатого воздуха (существующее);
121. Мазутонасосная (существующее);
122. Приёмная ёмкость мазута (существующее);
123. Приёмно-сливная эстакада мазута (существующее);
124. Склад мазута 3х5000 м^3 (существующее);
125. Открытая установка подогревателей мазута (существующее);
126. Резервуар противопожарного запаса воды на махутохозяйстве (реконструируемое);
127. Пеногенераторнаяя с баками раствора пенообразователя (существующее);
131. КоГТЭС (реконструируемое);
132. Блочный газорегуляторный пункт КоГТЭС (существующее);
133. Блок очистки и подогрева газа КоГТЭС (существующее);
134. Вентиляторные микро-градирни КоГТЭС (реконструируемое);
135. Циркуляционная насосная КоГТЭС (реконструируемое);
139 – 141. Резервуары запаса подземных вод 2х250 м^3 (существующее);
142. Скважины 2, 3 (перенос);
143. Водогрейная котельная с открытой площадкой дымососов (проектируемое);
144. Дымовая труба водогрейных котлов с газоходами (проектируемое);
145. Дымовая труба паровых котлов с газоходами (проектируемое);
146. Водоподготовка подпитки котлов и теплосети (проектируемое);
Очистные сооружения нефтесодержащих стоков (проектируемое);
147. Баки запаса химочищенной воды подпитки теплосети 2х700 м^3 (проектируемое);
148. Микро градирни водогрейной котельной (проектируемое);
149. Служебно-бытовой корпус (проектируемое);
150. Баки противопожарного запаса воды (проектируемое);
151. КНС (проектируемое).

Рис. 4. Схема генерального плана

На территории предусмотрено новое строительство:
водогрейная котельная с открытой площадкой дымососов;
дымовая труба водогрейных котлов с газоходами;
дымовая труба паровых котлов с газоходами;
микроградирни водогрейной котельной;

баки запаса химочищенной воды;
служебно-бытовой корпус;
водоподготовка подпитки котлов и теплосети;
КНС; баки противопожарного запаса воды.

Реконструкции подлежат: ГРУ 6 кВ; ОРУ 35 кВ; ОРУ 220 кВ; здание электротехнических устройств ОРУ 220 кВ; противопожарная насосная.

Новое здание водоподготовки подпитки котлов и теплосети размещены в южной части существующего комплекса, здание водогрейной котельной с пристроенным к нему служебно-бытовым корпусом и технологическими эстакадами с восточной стороны от здания водоподготовки. Сносу подлежат существующее здание водоподготовки и существующее баковое хозяйство. Проектируемые баки противопожарного запаса воды расположены в районе существующих башенных градирен, севернее здания котельной. Проектируемые баки запаса химочищенной воды подпитки теплосети 2х700 м^3 ограждаются сплошной железобетонной стенкой для защиты от разлива и размещены южнее здания котельной.

Размещение новых зданий и сооружений вызывает снос части существующих строений, вынос скважин, попадающих в зону строительства, демонтаж части ж/д путей.

Схема внутриплощадочных автодорог обеспечивает перевозки вспомогательных и хозяйственных грузов, для проезда пожарных, ремонтных и аварийных машин.

Благоустройство территории включает комплекс работ по инженерной подготовке, устройству дорог, подъездов и площадок.

Технические показатели по генеральному плану

Таблица 8

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			Площадка водогрейной котельной	площадка водоподготовки
1	Площадь участка в условных границах	га	1,9	1,5
2	Площадь застройки	м^2	8428,0	5 800,0
3	Площадь, занятая инженерными коммуникациями, железнодорожными путями и прочее	м^2	7 485,0	5 487,0
4	Площадь покрытий автодорог и площадок	м^2	2 687,0	3 313,0

6.6 Архитектурно-строительные решения

На основании проведённых в 2018-2019 годах технических обследований зданий и сооружений специализированными организациями, имеющими аккредитацию, ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр», ТОО «Канкор-проект» и ТОО «KZ Стройэксперт» на площадке предусмотрен снос ветхих сооружений, капитальный ремонт и строительство новых зданий согласно Техническому регламенту по модернизации и расширению Кызылординского теплоэлектроцентра.

Водогрейная котельная (поз. 143)

Уровень ответственности – I (технически сложный).
Степень огнестойкости – II.
Категория производства – В.
Функциональный класс пожарной опасности – Ф5.

Здание котельной размерами в плане 90,0х36,0 м - отапливаемое с естественным освещением разноэтажное 2-х пролётное, разделённое по длине антисейсмическим швом. В одной части здания располагаются паровые котлы со вспомогательным оборудованием,

в другой – водогрейные (котельное отделение). В первом пролёте расположены сетевые насосы (насосное отделение). На отметке 9,0 м расположен кабельный этаж, на отметке 12,3 м расположен щит управления и РУСН-6 кВ, РУСН-0,4 кВ.

Здание оборудовано грузоподъёмными механизмами.

Каркас здания металлический с шагом колонн 6,0 м. Пространственная жёсткость здания обеспечена наличием вертикальных связей по колоннам и вертикальных и горизонтальных связей покрытия.

Кровля - оцинкованный профилированный настил.

Стеновое ограждение – металлические комплексные сэндвич-панели с негорючим утеплителем.

Цоколь – кирпичный с облицовкой.

Перегородки – из пенобетонных блоков и кирпичные.

Оконное заполнение выполнено из металлических профилей одинарного остекления, выполняющее функцию легкосбрасываемого ограждения в случае взрыва в котельном отделении.

Водоподготовка. Очистные сооружения (поз. 146)

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Категория производства по взрывной, взрыво-пожарной и пожарной опасности – В.

Функциональный класс пожарной опасности – Ф5.

Категория производства - В1.

Здание одноэтажное с заглубленной частью размерами в плане 84,0х49,7 м, отапливаемое с постоянным обслуживающим персоналом состоит из сблокированных между собой блоков различного назначения, разделённых деформационными швами. Здание обеспечено эвакуационными выходами.

В составе здания предусмотрено:

фильтровальный зал;

дозаторная;

помещение щита КИП;

помещение РУСН;

склад фильтрующих материалов;

склад жидких реагентов;

склад соли с габаритами 12х30 м, сблокированный со зданием ВПУ;

помещение для хранения фильтрующих материалов и хранения реагентов в заводской и транспортной таре:

экспресс-лаборатория ВПУ;

помещение для хранения и сушки уборочного инвентаря;

бытовые помещения (душ, туалет и т.д.).

Складское хозяйство изолировано от фильтровального зала коридором и вспомогательными помещениями.

Каркас здания железобетонный. Отметка низа балки покрытия 8,4 м.

Здание водоподготовки оборудовано грузоподъемными механизмами.

Наружное стеновое ограждение – керамзитобетонные панели с обшивкой профлистом по утеплителю из минераловатных плит.

Внутренние стены и перегородки - из пеноблоков и частично из кирпича. Поверхности стен склада соли, фильтровального зала, складов кислоты и щелочи, склады фосфатов защищены кислото-и щелочностойкими материалами

Ворота из панелей типа "сэндвич".

Окна – металлические.

Полы - из кислотостойкой плитки с нескользящей поверхностью.

Водосток организованный внутренний.

Дымовая труба водогрейной котельной (поз. 144)

Уровень ответственности – I.

Дымовая труба принята высотой 90 м диаметром 3,2 м.

Дымовая труба выполняется в стальном несущем каркасе с газоотводящим стволом из стали. Примыкание газоходов к стволу принято сальникового типа. В месте примыкания газоходов в стволе располагается металлическая разделительная стенка. На несущем каркасе предусмотрены три светофорные площадки. Для подъема на дымовую трубу с целью осмотра и обслуживания конструкций каркаса и газоотводящего ствола, светового ограждения, датчиков КИП предусмотрена ходовая лестница с ограждением. Тепловая изоляция предназначена для защиты внутренней поверхности газоотводящего ствола от низкотемпературной коррозии, а также для обеспечения температуры наружной поверхности тепловой изоляции трубы не выше 40ºС. Предусматривается маркировочная окраска чередующимися полосами белого и красного (оранжевого) цвета.

Дымовая труба для паровых котлов (поз. 145)

Уровень ответственности – I.

Дымовая труба принята стальная высотой 60 м диаметром 2,1 м.

Антикоррозийная защита и тепловая изоляция приняты аналогично дымовой трубе для водогрейных котлов.

Фундамент дымовой трубы – сплошная монолитная плита на естественном основании.

Газоходы

Уровень ответственности – I.

Наружные газоходы от водогрейных котлов до ствола дымовой трубы предусмотрены прямоугольного сечения из стального листа с примыканием к стволу с двух сторон в диаметрально противоположном направлении на одной отметке.

Сопряжение газоходов со стволом газоотводящей трубы предусмотрено сальникового типа с уплотнением базальтовым шнуром. Для очистки газоходов от пыли и для осмотра предусмотрены люки, закрывающиеся съемным крышками.

По наружной поверхности газоходов выполняется тепловая изоляция из матов минераловатных с покрытием оцинкованным металлом.

Фундаменты под опоры - монолитные железобетонные столбчатого типа.

Служебно-бытовой корпус (поз. 149)

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости здания – II.

Категория здания по взрывоопасной и пожарной опасности – Г, Д, В.

Функциональный класс пожарной опасности – Ф5.1

Здание размерами в плане 12,0х18,0 м - отапливаемое с постоянным обслуживающим персоналом.

Каркас здания - железобетонный.

Перекрытие и покрытие монолитные железобетонные плиты по металлическим балкам.

Наружное стеновое ограждение выполнено из кирпичной кладки с облицовкой полимерным профлистом по негорючему утеплителю.

Фундаменты здания – монолитные железобетонные столбчатого типа.

Внутренние стены и перегородки - из пеноблоков и кирпичные на цементно-песчаном растворе, армированные сетками.

Двери – металлические.

Окна – металлопластиковые.

Для эвакуации предусмотрены лестницы различного типа, в зависимости от места установки (наружная или внутренняя).

Крыша – совмещённая.

Кровля – рулонная с внутренним водостоком.

Вокруг здания СБК и котельной предусматривается отмостка.

Насосная станция пожаротушения (существующая)

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости здания – II.

Существующее одноэтажное здание размерами в осях 6х24 м, с подвалом.

Стены - сборные керамзитобетонные панели.

Кровля - рулонная с утеплителями из керамзитобетона.

В ТЭО предусмотрен капитальный ремонт с заменой кровельного покрытия, оконного заполнения, демонтаж и монтаж полов, выполнение отмостки и прочее.

Также предусмотрено выполнение фундаментов под насосы.

Эстакады технологических трубопроводов и тепловых выводов на площадке

Уровень ответственности – 1

Степень огнестойкости не нормируется

Эстакады предназначены для совместной прокладки технологических трубопроводов различного назначения и для прокладки кабельных конструкций.

Эстакады выполняются в виде температурных блоков, состоящих из промежуточных и анкерных опор.

Шаг опор в зависимости от генплана принят до 12 м.

Частично эстакады выполняются с пролетным строением с шагом траверс 2-4 м.

Для обслуживания кабелей предусмотрено выполнение площадок.

Конструкции эстакады выполняются в металле

Фундаменты-столбчатые монолитные на естественном основании.

Баки запаса химочищенной воды (поз. 147)

Предусмотрено два металлических рулонных бака емкостью 700 м^3;

Шахтные колодцы для подъема на крышу баков;

Бак перелива рулонный объемом 100 м^3;

Резервуар запаса герметика объемом 25 м^3;

Ограждение группы баков ограждающей стеной с переходными площадками.

Фундаменты под баки - монолитные железобетонные плиты на сваях.

Территория бакового хозяйства ограждается защитной стенкой.

Микроградирни водогрейной котельной (поз. 148)

Уровень опасности – 1.

Степень огнестойкости – не нормируется.

Микроградирни устанавливаются открыто на эстакаде технологических

трубопроводов. Для обслуживания микрогрaдирни предусмотрены площадки обслуживания с металлическими лестницами.

Баки противопожарного запаса воды (поз. 150)

Баки запаса противопожарной воды 2х700 м^3 выполняются подземными железобетонными с обваловкой от промерзания местным грунтом.

В плане баки разделены монолитными железобетонными перегородками, которые делят бак на четыре секции. Наружные поверхности бака гидроизолируются материалами типа гидроизол, техноэласт и т.д.

Автоматизированная система мониторинга зданий и сооружений (АСМ)

В соответствии СНиП РК 3.02-05-2010 для обеспечения непрерывного контроля за техническим состоянием конструкций предусмотрен комплекс системы мониторинга несущих конструкций проектируемых зданий. Контроль за напряжённо-деформируемым состоянием ведётся с помощью датчиков деформаций и наклономеров, установленных на конструкциях в местах максимальных перемещений, определённых расчётом.

Датчики, контролирующие ответственные узлы и конструкции, подлежащие мониторингу (двухкомпонентные наклономеры, струнные датчики деформации) - проводные.

Программно-технический комплекс системы сбора данных АСМ с программным обеспечением АРМ и контроллеров АСМ непрерывно в режиме реального времени обеспечивает выполнение следующих основных функций:

управление работой технических средств АСМ;

сбор данных с датчиков;

предварительную и окончательную обработку данных;

периодическое сохранение данных.

6.7. Инженерное обеспечение, сети и системы

6.7.1 Теплоснабжение, отопление, вентиляция

В котельной предусмотрено теплоснабжение на собственные нужды – для систем отопления и вентиляции. Снижение параметров теплоносителя предусмотрено трехходовым смесительным клапаном.

Система отопления бытовых и вспомогательных помещений котельной и помещений служебно-бытового корпуса - водяная.

Вентиляция котельного зала и вспомогательных и бытовых помещений котельной и помещений служебно-бытового корпус приточно-вытяжная с механическим и естественным побуждением по соответствующим нормативам и кратностям воздухообмена.

Для восполнения воздуха, используемого для горения топлива, приточный воздух подается в верхнюю зону котельного зала, предварительно подогретый в калориферах приточной установки. Регулирование количества и температуры приточного воздуха производится автоматически, автоматикой приточной установки.

6.7.2 Водоснабжение и водоотведение

Водоснабжение

Источником технического водоснабжения КТЭЦ является р Сырдарья, вода поступает от береговой насосной станции и используется в оборотной системе на охлаждение оборудования, для подпитки теплосети и котлов. В соответствии с разрешением на спецводопользование 8-8/10010Серия АРА (СырДар) выданного 01.08.2013г. годовой объём водозабора из р Сырдарья составляет 2,455 млн м^3/год.

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения КТЭЦ являются сети городского водопровода г. Кызылорда. Две артезианские скважины технического водоснабжения, расположенные на площадке КТЭЦ, используются для подпитки теплосети и котлов, а также периодически для подпитки системы техводоснабжения. В соответствии с разрешением на спецводопользование №KZ11VTE00002322 серия АРА(СырДар) №8-99/1001 от 26.10.2018г. годовой объём использования подземных вод из двух скважин составляет 613200 м^3.

Источником производственно-противопожарного водопровода являются сети городского водопровода, собственные скважины КТЭЦ и вода из реки Сырдарья. Водопотребление из сетей городского водопровода осуществляется на основании ежегодных договоров с ГКП «Кызылорда су жуйеси».

В настоящее время на площадке КТЭЦ, включая КОГТЭС, действуют следующие системы водоснабжения:

техническое водоснабжение;

производственно-противопожарное водоснабжение;

хозяйственно-питьевое водоснабжение.

С модернизацией и расширением Кызылординской ТЭЦ источники водоснабжения сохраняются. С реконструкцией КОГТЭС (первый пусковой комплекс) существующие сети и сооружения водоснабжения КОГТЭС сохраняются без изменения.

При строительстве водогрейной котельной на площадке предусмотрены следующие системы водоснабжения: техническое водоснабжение; хозяйственно-питьевое водоснабжение и производственно-противопожарное водоснабжение.

Техническое водоснабжение предусматривает оборотную систему охлаждения подшипников механизмов водогрейной котельной с использованием вентиляторных микроградиент типа ГРД12М – 2 шт., расположенных на площадке на отметке +7,50 со стороны ряда «А» на расстоянии 5,0 м от стены здания. Подпитка оборотной системы охлаждения осуществляется водой из хозяйственно-питьевого водопровода. Циркуляционные насосы и баки размещены в помещении котельной. Для подпитки котлов и тепловых сетей проектируемой водогрейной котельной предусмотрена подача воды из реки Сырдарья. Для этого в существующем здании береговой насосной станции предусмотрен демонтаж одного из насосов типа 32Д19 и установка на его место двух насосов производительностью 315 м^3/час каждый и напором 50 м (1 рабочий, 1 резервный). Подача технической воды на площадку новой водогрейной котельной предусмотрена по двум проектируемым трубопроводам 2∅325 мм (1 рабочий 1 резервный) с установкой приборов учёта воды с выносом сигнала на щит береговой насосной станции.

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения являются сети городского водопровода ГКП «Кызылорда су жуйеси». Подключение проектируемого водопровода выполнено к существующему водопроводу ∅219 мм в районе насосной станции 2-го подъёма на площадке КТЭЦ. Проектируемый водопровод длиной 160 м выполнен из полиэтиленовой трубы ∅150 мм, ввод питьевого водопровода предусмотрен в главный корпус и в здание АБК с установкой отсечной арматуры и расходомера. В ТЭО предусмотрены вынос существующих сетей водопровода ГКП "Кызылорда су жуйеси" с площадки отведённой для строительства водогрейной котельной.

Источником производственно-противопожарного водоснабжения сооружений первого пускового комплекса, являются существующая система техводоснабжения. Схема противопожарного водопровода сохраняется существующей. Источником производственно-противопожарного водоснабжения является вода из артезианских скважин КТЭЦ.

Пожаротушение мазутного хозяйства 3х5000 м^3 обеспечивается по существующей локальной схеме, не связанной с общей системой пожаротушения КТЭЦ.

Согласно задания на проектирование и актов дефектации предусмотрена замена 2х баков запаса противопожарного запаса воды ёмкостью 1000 м^3 каждый. За максимальный расчётный расход принят суммарный расход на тушение главного производственного корпуса КТЭЦ, который составляет 114,04 л/сек. Трёхчасовой объём воды на тушение пожара составит 1230 м^3. Как вариант рассмотрена возможность использования чаши выведенной из эксплуатации башенной градирни БГ1200 №1 емкостью 2400 м^3 после её реконструкции для хранения противопожарного запаса воды, для чего необходимо проведения ряда мероприятий: в связи с тем, что после вывода существующего оборудования ТЭЦ из работы прекратится поступление теплой воды из конденсаторов турбин в чашу градирни в зимний период потребуется подогрев противопожарного запаса воды для предохранения её от замерзания и потребуется устройство крыши над чашей, демонтажа верхнего строения градирни, распределительных трубопроводов, оросителей, железобетонных конструкций опор водораспределительной системы. С учетом вышесказанного, принято решения о установке двух новых железобетонных противопожарных резервуаров ёмкостью 700 м^3 каждый.

Подача расчётного расхода воды и напора на пожаротушение обеспечивается двумя насосами типа D200-500А-Ч/Ч-УХЛ3 (1 рабочий 1 резервный), производительностью 415 м^3/час и напором 90 м, которые устанавливаются в существующей насосной станции производственно-противопожарного водоснабжения после её реконструкции. В обычном режиме давление в сети производственно-противопожарного водопровода поддерживается бустерными насосами типа ВК10/45 производительностью 36 м^3/час и напором 45 м. Восстановление противопожарного запаса вода в резервуарах предусмотрено из артезианских скважин, расположенных в районе существующей химводоподготовки и находящихся на балансе КТЭЦ. Производительность каждой скважины 36-40 м^3/час. Пополнение противопожарного запаса воды - в течение 34 часов при работе 1 скважины и в течении 18 часов при работе 2-х скважин. Подача воды от артезианских скважин до резервуаров противопожарного запаса воды предусмотрена по стальным и полиэтиленовым трубам диаметром Ду100 мм протяженностью 705 м. Предусмотрена установка расходомеров на трубопроводе от каждой артезианской скважины (2 шт.). В соответствии с актом дефектации предусмотрена замена 1673 м сетей противопожарного водопровода из 2375 м существующих и строительство 911м новых сетей с кольцеванием вокруг проектируемых водогрейной котельной и химводоочистки.

Предусмотрена замена 15 гидрантов на участках реконструкции сети и установка новых 11 в районе проектируемых котельной и ВПУ. Гидранты устанавливаются в колодцах на расстоянии 100-150 м друг от друга. Противопожарные кольцевые сети выполнены из стальных труб Ø200 мм, предусмотрены ремонтные участки с установкой отсекающей арматуры. В пониженных местах предусмотрены колодцы для опорожнения трубопроводов. Общая протяженность существующих и проектируемых сетей противопожарного водопровода на площадке КТЭЦ - 3284 м.

Существующий хозяйственно-питьевой водопровод из стальных и полиэтиленовых труб диаметром 100-300 мм обеспечивает подачу воды на существующую ВПУ подпитки теплосети, котлов и подпитку системы техводоснабжения КТЭЦ. На площадке КТЭЦ расположен резервуар запаса питьевой воды и насосная станция второго подъёма обеспечивающая требуемые расходы и напор в сети хозяйственно-питьевого водопровода.

Водоотведение

Объём водоотведения хозяйственно-бытовых и производственных стоков КОГТЭС сохраняется на существующем уровне. Реконструкция существующих сооружений водоот-

ведения на площадке не предусмотрена. В настоящее время отведение хозяйственно-бытовых и производственных стоков КТЭЦ предусмотрено в общестанционную канализационную насосную станцию и далее в городскую канализацию.

На площадке проектируемой водогрейной котельной предусмотрены следующие системы водоотведения:

хозяйственно-бытовая;

производственная.

Все стоки от проектируемой водогрейной котельной направляются в сети городской канализации в соответствии с Техническими условиями ГКП «Кызылорда су жуйеси» №04-52 от 29 января 2020 года. В соответствии с Актом технического обследования оборудования КНС и Акта технического обследования «канализационной насосной станции» предусмотрена реконструкция существующей КНС с заменой существующих насосов на 2 насоса типа СМ 100-65-200-2 УХЛ 3.1. производительностью 100,0 м^3/час и напором 50 м (1 насос рабочий, 1 резервный).

Для обеспечения автономной работы проектируемой водогрейной котельной предусмотрено строительство сетей хозяйственно-бытовых и промышленных стоков от проектируемой водогрейной котельной и здания СБК в городскую канализацию.

Отвод стоков постоянной продувки котлов, опорожнение оборудования и трубопроводов предусмотрен в сети хозяйственно бытовой канализации. Для подачи стоков в точку подключения предусмотрена полносборная насосная станция заводского изготовления КНС типа 30/50С/1,6-3,37/2-ЭнКо с 2-мя насосами типа Amarex 50-216/72 производительностью 15 м^3/час и напором 50 м.

Хозяйственно-бытовые стоки от водогрейной котельной и стоки оборудования по самотечным чугунным трубопроводам диаметром 100 и 150 мм, суммарной длиной 76 м, поступают в проектируемую полносборную канализационную насосную станцию производительностью 30 м^3/час и напором 50 м с подключением в канализационный колодец КТЭЦ по напорному стальному трубопроводу диаметром 80 мм длиной 265 м. На напорном трубопроводе после насосной станции предусмотрена установка расходомера.

Производственные стоки поступают от сооружений ВПУ подготовки воды для подпитки котлов и теплосети. К промышленным стокам отнесены периодические стоки от водных отмывок котлов, консервации оборудования, стоки конденсатоочистки и очищенные стоки от установки очистки нефтесодержащих стоков, стоков с ВПУ. После смешивания и усреднения производственные стоки с помощью насосной станции расположенной в помещении ВПУ по двум трубопроводам рабочему и резервному направляются в существующую канализационную станцию после её реконструкции. Напорные трубопроводы выполнены из стальных и полиэтиленовых труб ∅140 мм и 180 мм соответственно, длиной 185 м и 530 м каждой нитки. После насосной станции производственных стоков на площадке ВПУ на каждом трубопроводе предусмотрены расходомеры коммерческого учёта стоков с подачей сигнала на щит ВПУ.

6.7.3 Электротехнические решения

Разработка раздела ТЭО выполнена в соответствии требовании ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр»:

приложения №1 к протоколу заседания технического совета ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» от 12 февраля 2020 года «Оборудование ОРУ-220/35кВ подлежащее реконструкции»;

технических условии на электроснабжение водогрейной котельной Кызылординской ТЭЦ от 16 января 2020 года №131-21;

технических условии на электроснабжение скважинного насоса от 13 декабря 2019 года №3594-05-01.

Реконструкция КОГТЭС, ОРУ-220 и ОРУ 35 кВ

Схема выдачи мощности

Выдача электрической мощности КТЭЦ осуществляется по существующей схеме электрических соединений сетей Кызылординской области.

Выдача мощности от турбогенератора ТГ-3 и генератора газотурбинной установки G-1 решена по существующей схеме через генераторный выключатель непосредственно на низкую сторону (НН) силовых трансформаторов связи Т3 мощностью 40 МВА и Т4 мощностью 63 МВА на шины ОРУ 35 кВ и ОРУ 220 кВ. (в рамках ТЭО предусматривается замена существующего трансформатора Т3 мощностью 40 МВА на аналогичный, мощностью 63 МВА).

Выдача мощности генераторов газотурбинных установок G-2, G-3 осуществляется также через генераторный выключатель на шины ОРУ 220 кВ через трансформатор Т5 с расщепленной обмоткой мощностью 63 МВА. Мощность турбогенератора ТГ-6 выдается на шины ОРУ 220 кВ через трансформатор Т-6 мощностью 63 МВА на сдвоенную расщепленную обмотку низкого напряжения.

Для выдачи мощности на шины ОРУ 35 кВ и ОРУ 220 кВ и для электроснабжения собственных нужд вновь устанавливаемой водогрейной котельной, техническими решениями ТЭО предусмотрено:

заменить существующий силовой трансформатор Т3 ТДТНГ-40000/220/35/6 на ТДТН-63000/220/35/6;

заменить физически и морально устаревшие масляные выключатели 220 кВ на ОРУ 220 кВ КТЭЦ на элегазовые выключатели;

заменить физически и морально устаревшие разъединители 220 кВ на разъединители с электроприводами для возможности дистанционного управления;

на ОРУ 35 кВ заменить вводные масляные выключатели Т1 и Т2 на элегазовые;

перенести ЩУ-35 в ГЩУ станции для возможности более оперативной работы дежурного персонала станции в целом;

заменить силовой трансформатор Т-1 ТДН-15000/35/6,3 на ТДНС-16000/35/6У1;

дополнительно установить силовой трансформатор Т-2 ТДНС-16000/35/6У1.

Реконструкция Кызылординской ТЭЦ с вводом новых мощностей трансформаторов позволит повысить надежность энергоснабжения потребителей вновь устанавливаемой котельной и Кызылординской области в целом и будет являться надежным источником регулирующей мощности.

Релейная защита и противоаварийная автоматика

Выбор устройств релейной защиты и автоматики (РЗиА) выполнен в соответствии с требованиями ПУЭ РК, руководящих указании по релейной защите и приложения №1 к протоколу технического совета ГКП КТЭЦ от 12 февраля 2020 года. К установке в релейных щитах при модернизации РЗиА КТЭЦ предусмотрены шкафы релейной защиты с микропроцессорными устройствами защиты и управления.

На КТЭЦ установлены морально и физически устаревшие устройства противоаварийной автоматики (ПА) – АЛАР, САОН и АЧР, в связи с чем предусмотрена модернизация устройств ПА, АЧР с заменой на современные выполненные на микропроцессорной базе. При этом принципы и алгоритм работы ПА остаются прежними.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)

Микропроцессорные счетчики включаются в контроллер PLC для сбора и передачи информации по энергопотреблению в АСКУЭ ДС КРЭК, ЦДС ЮМЭС АО «KEGOC».

Сервер АСКУЭ ТЭЦ выполняет обработку данных, формирование отчетов на основании информации, полученной от УСПД, и обеспечивает обмен информацией по согласованному протоколу с АСКУЭ НДС СО РК.

Средства диспетчерского и технологического управления

В соответствии со структурой диспетчерского управления система управления газотурбинами с котлами-утилизаторами будет в оперативном ведении и управлении диспетчера КТЭЦ с автоматизированной системой управления.

Объем передаваемой информации определяется в соответствии с «Правилами пользования электрической и тепловой энергией» и «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах».

Сбор и передача информации о состоянии коммутационного оборудования осуществляется контроллерами, устанавливаемыми на ГТУ, котлах-утилизаторах и на вспомогательном оборудовании, обеспечивающие весь технологический процесс. Измерение требуемых параметров и ввод их в контроллеры осуществляются измерительными преобразователями.

Автоматизированная система управления технологическими процессами электротехнического оборудования обеспечивает контроль и управление электротехническим оборудованием в режимах пуска, нормальной эксплуатации, планового останова и аварийных ситуациях. ПТК АСУ ТП собирает дискретные сигналы от блок-контактов положения выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, пусковых и исполнительных органов устройств РЗА, ПА, автоматики управления основного и вспомогательного оборудования. Микропроцессорные терминалы РЗА обвязываются цифровой магистралью RS-485 и подключаются к АРМ РЗА.

Строительство водогрейной котельной с инфраструктурой

Электроснабжение

По степени надежности и бесперебойности электроснабжения потребители котельной относятся к I и II категориям.

Электроснабжение водогрейной котельной предусмотрено на напряжении 6 кВ от ОРУ 35 кВ ГКП «КТЭЦ», через трансформаторы 35/6кВ «Т1», «Т2».

К трансформаторам «Т1», «Т2», присоединены две секции РУСН 6 кВ «1ВЕ», «2ВЕ» с секционным выключателем. Размещение РУСН 6 кВ предусмотрено в водогрейной котельной.

От РУСН 6 кВ предусмотрено питание водогрейной котельной, водоподготовки подпитки котлов и теплосети, СБК. На новые секции переносится питание с секций ГРУ 6кВ Главного корпуса следующих потребителей:

мазутонасосной (с трансформаторами 2х1000 кВА);
насосной артезианских скважин;
компрессорной;
мазутонасосной (с трансформатором 630 кВА);
насосной замазученных стоков;
береговой насосной;
перекачивающей насосной.

Для более надежного питания секций РУСН 6 кВ КОГТЭС, питание секции «Ic» переносится с секции ГРУ 6кВ «IIc» КОГТЭС на секцию «2ВЕ» водогрейной котельной.

Схема электрических соединений собственных нужд

Питание электродвигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и выше принято на напряжении 6 кВ, а электродвигателей меньшей мощности – на напряжении 380 В переменного тока. Для приводов механизмов собственных нужд применяются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором.

Питание потребителей собственных нужд водогрейной котельной предусмотрено от двух секций РУСН 6 кВ и РУСН 0,4 кВ. Работа секций РУСН 0,4 кВ предусмотрена по схеме «не явного резерва», через два трансформатора мощностью по 1600 кВА, сухого исполнения.

РУСН 0,4 кВ предусматривается, также в здании водоподготовки подпитки котлов и теплосети, по схеме «не явного резерва», с двумя трансформаторами мощностью по 1000 кВА, сухого исполнения.

РУСН 6 кВ, комплектуется шкафами комплектного распределительного устройства (КРУ) 6 кВ с вакуумными выключателями на ток отключения 20 кА. РУСН 0,4 кВ водогрейной котельной и водоподготовки подпитки котлов и теплосети предусматривается укомплектовать шкафами серии КТП СН 0,4.

На постоянном токе принято питание сети аварийного освещения, оперативных цепей управления, автоматики, защиты и сигнализации элементов главной схемы и устройств АСУ ТП. Предусматривается установка систем гарантированного питания постоянного 220В с двумя секциями аккумуляторных батарей.

В качестве вторичных сборок предусмотрены шкафы и пункты распределительные типа ПР-8500, РТ30-88М.

Управление, измерение, сигнализация и автоматика

Управление электротехническим оборудованием предусматривается:

с группового щита управления водогрейной котельной (ГрЩУ ВК);

с местных технологических щитов вспомогательных зданий и сооружений (или местных шкафов).

На ГрЩУ водогрейной котельной установлено автоматизированное рабочее место (АРМ), предназначенное для обслуживания микропроцессорных защит.

Для электродвигателей механизмов котлов и основных насосов предусмотрено дистанционное управление с АСУ ТП и аварийный останов по месту.

АСКУЭ водогрейной котельной (ВК)

Счетчики учета присоединений РУСН-6 кВ ВК установлены в шкафах КРУ-6 кВ. Для сбора информации об энергопотреблении со счетчиков учета предусмотрена установка устройства сбора и передачи данных (шкаф УСПД). Связь шкафа УСПД ВК с сервером АСКУЭ, расположенным на ГЩУ станции, осуществляется по каналам цифровой связи.

Кабельное хозяйство

Кабельное хозяйство предусматривается выполнить согласно действующим нормам и правилам - ПУЭ РК, «Правилам выполнения противопожарных требований по огнестойкому выполнению кабельных линий» (РД 34.03.304-87), «Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий Республики Казахстан» (приказ МЭ РК №123 от 20 февраля 2015 года).

Прокладка кабелей на территории предусматривается на сооружаемых технологических и специальных кабельных эстакадах двумя потоками взаиморезервируемых трасс. Прокладка основных кабельных потоков предусматривается по кабельным конструкциям

открыто. Проходы кабелей через стены, перекрытия и перегородки выполняются с уплотнением мест прохода кабелей трудносгораемыми материалами, что обеспечивает нераспространение огня из одного помещения в другое в течение 0,75 часа.

Для повышения пожарной безопасности предусмотрены кабели с оболочками, не поддерживающими горение. Раскладка кабелей по территории предусмотрена по кабельным конструкциям на технологических эстакадах и в земле в траншее.

Электрическое освещение

Предусмотрены следующие виды сети электроосвещения:

рабочее освещение – на напряжении 220 В переменного тока;

аварийное освещение – на напряжении 220 В постоянного тока;

эвакуационное освещение на напряжении 220 В;

наружное освещение дорог, проездов, проходов на напряжении 220 В переменного тока;

ремонтное освещение – на напряжение 42 В или 12 В переменного тока, запитываемое от понижающих трансформаторов.

Освещенность принята в соответствии СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение». Управление рабочим освещением - ручное централизованное с автоматическим включением сети аварийного освещения.

В пожаро-взрывоопасных помещениях и зонах приняты светильники в соответствующем исполнении. В помещениях и зонах с повышенной опасностью поражения электрическим током принято напряжение 42 В, для переносных светильников – 12 В.

Заземляющие устройства. Молниезащита

Для защиты персонала от поражения электрическим током ТЭО предусмотрены мероприятия в соответствии с требованиями действующего ПУЭ РК, СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений».

6.7.4 Системы связи и сигнализации

Системы связи

Существующие системы связи КТЭЦ включают в себя следующие составные элементы:

система внутристанционной связи и сигнализации;

система громкоговорящей связи и оповещения;

система высокочастотной связи.

В соответствии требованиям технического задания ГКП «КТЭЦ» на модернизацию участка СДТУ от 10 января 2020 года в рамках ТЭО предусмотрены:

модернизация систем связи с переносом узла связи в новое помещение;

модернизация ВЧ связи по ВЛ-220 кВ Л-2509.

разработка технологических решений по организации систем производственно-технологической связи на проектируемых объектах и сооружениях.

Система внутристанционной связи и сигнализации

В рамках ТЭО предусмотрен перенос узла связи с существующего в проектируемый служебно-бытовой корпус с учетом длин существующих кабелей связи.

Для построения внутристанционной связи предусмотрена цифровая автоматическая телефонная станция с неблокируемой коммутационной матрицей емкостью до 200 номеров в новом служебно-бытовом корпусе.

Подключение систем связи проектируемых объектов предусматривается к существующим сетям связи КТЭЦ.

Система громкоговорящей связи и оповещения

Подключение громкоговорителей, предусмотренных для проектируемых объектов, осуществляется к цифровым усилителям центрального управляющего оборудования системы производственно-технологической связи и оповещения, установленного в служебно-бытовом комплексе. В помещении операторов и диспетчеров предусмотрен диспетчерский цифровой пульт – для управления системой оповещения и диспетчерской связи.

Система высокочастотной связи

В рамках ТЭО предусмотрена модернизация существующего оборудования ВЧ связи ВЛ-220 кВ Л-2509.

Прием/передача ВЧ сигнала осуществляется на модернизируемом оборудовании обработки PowerLink, который устанавливается в телекоммуникационных шкафах 19” стандарта 42U высотой. Для синхронизации передачи данных предусмотрен GPS приемник. Передача данных по локальной сети решена через сетевой маршрутизатор.

Полукомплект модернизируемого оборудования устанавливается в новом помещении электроцеха на КОГТЭС ГКП «КТЭЦ». Второй полукомплект модернизируемого оборудования - на ПС 220 кВ «Кызылординская».

Система автоматической охранной сигнализации

В рамках ТЭО предусмотрена система автоматической охранной сигнализации следующих объектов:

служебно-бытовой корпус - помещение аналитической лаборатории;

водоподготовка и подпитка теплосети (ВПУ) – помещение экспресс-лаборатории, помещение дозаторной, помещение склада хранения реагентов в заводской и транспортной таре, помещение склада реагентов.

Выбор объектовых приемно-контрольных приборов предусмотрен с учетом общего количества шлейфов сигнализации на объекте, рабочего резерва емкости по шлейфам.

По периметру защищаемых помещений устанавливаются инфракрасные датчики движения. На все открывающиеся внешние двери/ворота устанавливаются накладные магнитно-контактные извещатели. Для возможности обнаружения разрушения строительных конструкций защищаемого помещения (стены, межэтажные перекрытия) устанавливаются извещатели охранные вибрационные.

Охранные извещатели защищаемых помещений подключаются к объектовому контрольному прибору охранной сигнализации самостоятельными шлейфами (по рубежам охраны и типам датчиков).

На внешней стене защищаемого помещения над входом устанавливаются приборы светозвукового оповещения.

Центральная панель системы сигнализации предусмотрена помещении диспетчерского поста, обеспечивающая контроль всех шлейфов автоматической охранной сигнализации объекта.

Диспетчерский пункт с АРМ и программным обеспечением системы автоматической охранной сигнализации размещен в помещении с круглосуточным дежурством персонала – на посту охраны в здании проходной.

В качестве соединительного магистрального контрольного кабеля приняты кабели марки F/UTP Cat5e PVC LS нг(A)-FRLS. Расшивка кабеля производится в клеммных коробках, установленных внутри помещений объектов в местах, удобных для обслуживания.

При прокладке кабелей между защищаемыми объектами, предусмотрено использовать существующие и проектируемые кабельные сооружения.

Видеонаблюдение

В рамках ТЭО предусматривается установка видеокамер наружного наблюдения:

зона 1 - по периметру вновь проектируемого здания водогрейной котельной с открытой площадкой дымососов;

зона 2 - по периметру вновь проектируемого здания ВПУ;

зона 3 - по периметру ограждения между ДСК и ХВО;

зона 4 - по периметру ограждения между ТОО «Султан» и НМХ;

зона 5 - на въездных воротах НМХ.

Система видеонаблюдения позволяет отображать текущую оперативную обстановку на участках, оборудованных видеокамерами, и производить запись всей видеоинформации на жесткий диск регистратора.

Система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре

В рамках ТЭО предусматривается система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре следующих объектов:

водогрейная котельная;

служебно-бытовой корпус;

водоподготовка и подпитка теплосети (ВПУ);

РУСН ВПУ.

Выбор объектовых приемно-контрольных приборов предусмотрен с учетом общего количества шлейфов сигнализации на объекте, рабочего резерва емкости по шлейфам, возможности сопряжения с системами пожаротушения, оповещения (светозвуковые устройства), выдачи сигналов управления на технологическое оборудование объекта (вентиляция, насосы и т.п.).

Выбор автоматических пожарных извещателей для обнаружения очагов возгорания предусмотрен в зависимости от назначения помещения согласно приложению 3 СН РК 2.02.11-2002*.

Во всех электротехнических помещениях, в помещениях кабельного хозяйства, на путях эвакуации персонала из зданий устанавливаются дымовые пожарные извещатели. Способ обнаружения дыма – фотоэлектрический, что позволяет обнаружить дым любого химического состава и происхождения.

Для объектов, где применение точечных дымовых нецелесообразно (большая высота и длина помещений), предусмотрена установка извещателей дымовых оптических линейных, состоящий из передатчика и приёмника.

В помещениях, где возможно выделение дыма, пыли или пара при производстве работ, устанавливаются тепловые пожарные извещатели.

На путях эвакуации персонала устанавливаются ручные пожарные извещатели . Вне зданий вдоль открытых установок ручные пожарные извещатели устанавливаются на специальных стойках с шагом не более 50 метров.

Количество отдельных шлейфов сигнализации рассчитывается исходя из требований СП РК 2.02-102-2012.

Согласно п. 27 таблицы 2 приложения «Б» СН РК 2.02.11-2002 «Нормы проектирования систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» (электростанции тепловые, отнесенные по взрывопожарной и пожарной опасности к категории «В»), предусмотрено оснащение системами оповещения по третьему типу - речевое оповещение, осуществляемое через сеть селекторной связи, и громкоговорящие устройства.

Предусмотрена передача данных от объектовых приемно-контрольных приборов в диспетчерский пункт в помещении ГрЩУ для организации централизованного мониторинга системы. Приемно-контрольная панель системы пожарной сигнализации, установленная в диспетчерском пункте, обеспечивает контроль всей системы автоматической пожарной сигнализации объекта. Диспетчерский пункт обеспечен АРМ централизованного мониторинга, телефонной связью с пожарной охраной предприятия и помещением насосной станции. Диспетчерский пункт размещен в помещении с круглосуточным дежурством персонала – помещение оперативного контура управления ГрЩУ в здании водогрейной котельной.

В качестве соединительного магистрального контрольного кабеля приняты кабели марки F/UTP Cat5e PVC LS нг(A)-FRLS. Расшивка кабеля производится в клеммных коробках, установленных внутри помещений объектов в местах, удобных для обслуживания. При прокладке кабелей между защищаемыми объектами, предусмотрено использовать существующие и проектируемые кабельные сооружения.

Электропитание систем связи и сигнализации

Согласно ПУЭ РК системы связи и сигнализации в части обеспечения надежности электроснабжения отнесены к электроприемникам первой категории. Электропитание осуществляется от сети 220 В, 50 Гц через резервированные источники бесперебойного питания со встроенной аккумуляторной батареей.

6.8 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Обеспечение пожарной безопасности Кызылординского теплоэлектроцентра предусматривается устройством систем предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Размещение зданий и сооружений теплоэлектроцентра запроектировано с учетом требований пожарных разрывов между зданиями, обеспечением проезда пожарных автомобилей по дороге с соответствующим покрытием и обустройством необходимых разворотных площадок. Здания и сооружения запроектированы соответствующей требованиям степени огнестойкости, несущие конструкции приняты из негорючих материалов.

Защита при пожаре на объекте предусматривается противопожарной службой, размещаемой в существующем пожарном депо на территории ТЭЦ, а также стационарными системами: противопожарное водоснабжение, автоматическое пожаротушение, пожарная сигнализация, первичные средства пожаротушения.

На проектируемом объекте наружное пожаротушение обеспечивается существующей системой: насосная станция, кольцевая сеть противопожарного водопровода, оборудованная гидрантами. Вместе с тем, настоящим ТЭО предусмотрена замена 1673 м сетей противопожарного водопровода (из 2375 м существующих) и строительство 911м новых сетей с созданием противопожарных колец вокруг водогрейной котельной и проектируемой химводоочистки. Предусматривается замена 15 гидрантов на участках реконструкции сети и установка новых 11 в районе проектируемых котельной и ВПУ. В проектируемых зданиях предусмотрено проектирование системы внутреннего противопожарного водопровода. Источником производственно-противопожарного водопровода являются сети городского водопровода, собственные скважины КТЭЦ и вода из реки Сырдарья. Также проектом проектируется устройство двух железобетонных противопожарных резервуаров ёмкостью 700 м^3 каждый.

В кабельном этаже здания водогрейной котельной предусмотрена автоматическая установка пожаротушения. Для обнаружения пожара в проектируемых зданиях предусма-

тирвается применение пожарных извещателей дымовых, тепловых и ручных. В целях оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре на объекте в местах с постоянным пребыванием людей предусмотрено устройство системы оповещения и управления эвакуацией людей 3-го типа с применением звуковых и световых сигнализаторов.

В соответствии с Законом Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188 «О гражданской защите» на проектируемом объекте предусматриваются инженерно-технические мероприятия, направленные на предупреждение чрезвычайных ситуаций и уменьшения риска их возникновения, обеспечение защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

6.9 Предварительная оценка воздействия на окружающую среду

РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» – заключение государственной экологической экспертизы от 29 июня 2020 года № 061-0055/20.

6.10 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Существующая площадка КТЭЦ находится в северо-западной промышленной зоне города Кызылорда. Ближайшая жилая зона расположена в северо-восточном направлении на расстоянии 500 м от территории предприятия.

Модернизация и расширение Кызылординской ТЭЦ предусматривает на территории КОТЭЦ новое строительство: водогрейной котельной с открытой площадкой дымососов; дымовой трубы водогрейных котлов с газоходами; дымовой трубы паровых котлов с газоходами; микроградирни водогрейной котельной; баков запаса химочищенной воды; служебно-бытового корпуса; водоподготовки подпитки котлов и теплосети; КНС; баков противопожарного запаса воды.

Реконструкции подлежат ГРУ-6 кВ, ОРУ-35 кВ, ОРУ-220 кВ; здание электротехнических устройств ОРУ-220 кВ, противопожарная насосная.

В ТЭО предусмотрено строительство водогрейной котельной. Основное топливо для работы водогрейных и паровых котлов – природный газ. Резервное топливо для устанавливаемых котлов - топочный мазут. Высота дымовой трубы для водогрейных котлов – 90 м. Высота дымовой трубы для паровых котлов – 60 м.

Теплоснабжение строящихся объектов на площадке осуществляется от водогрейной котельной. В помещениях аккумуляторных батарей, группового щита управления, венткамер, отдыха персонала и начальника предусматривается водяное отопление регистрами из гладких труб и чугунных радиаторов.

В помещениях распредустройств предусмотрено отопление электроконвекторами со встроенными терморегуляторами для регулирования температуры в помещении. Вентиляция водогрейной котельной предусматривается в размере трехкратного воздухообмена. Подача воздуха в помещение главного корпуса осуществляется приточными установками, с подогревом воздуха в калориферах в холодный период года. Удаление воздуха – через осевые вентиляторы, установленные по ряду «Б» на отм.23.00, а также дутьевыми вентиляторами из верхней зоны. В помещениях распределительных устройств предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением.

Для обеспечения санитарно-бытовыми условиями рабочих водогрейной котельной предусмотрен санитарно-бытовой корпус. В здании запроектирована приточно-вытяжная вентиляция с механическим и естественным побуждением. Из душевых и санузлов удале-

ние воздуха решено канальными вентиляторами. В здании предусмотрена централизованная система кондиционирования воздуха ВРФ-система для административно-служебных и производственных помещений.

Водоподготовка подпитки теплосети и котлов. В помещениях фильтровального зала предусмотрено отопление для поддержания внутренней температуры воздуха. В качестве нагревательных приборов приняты воздушно-отопительные агрегаты. В остальных производственных помещениях: дозаторная, склад фильтрующих материалов, склад соли и реагентов отопление водяное с нагревательными приборами - регистрами из гладких труб. В помещениях щита управления, экспресс-лаборатории и служебно-бытовых отопление водяное с нагревательными приборами – чугунными радиаторами.

В помещении распредустройств (РУСН 0,4 кВ), сборок предусматривается электрическое отопление, электроконвекторами. Вентиляция - приточно-вытяжная с естественным и механическим побуждением. В помещение хранения реагентов и складе фильтрующих материалов механическая приточно-вытяжная вентиляция. В складе реагентов приток в объеме 5-ти кратного воздухообмена, вытяжка в объеме 6-ти кратного воздухообмена 2/3 удаляется из нижней зоны, а 1/3 удаляется из верхней зоны. В кладовой здания - естественная вентиляция. Помещения щита управления, экспресс-лаборатории ВПУ и административные помещения оборудуются системами кондиционирования воздуха. Подача свежего воздуха осуществляется в помещения с постоянным нахождением персонала.

Предусмотрены мероприятия по шумоглушению отопительно-вентиляционных установок. Для предупреждения распространения шума и вибрации от вентиляционных установок предусматриваются следующие мероприятия: вентиляционные агрегаты устанавливаются на виброизолирующих основаниях; соединение вентиляторов с металлическими воздуховодами осуществляется при помощи гибких вставок; вентиляторы подобраны при заданном объеме и сопротивлении сети с учетом режима работы с максимальным к.п.д. и наименьшим запасом по давлению; в системах вентиляции и кондиционирования, обслуживающих помещения с постоянным пребыванием людей предусматривается установка пластинчатых шумоглушителей; ограждение конструкций вытяжных камер, размещаемых в зданиях с пониженным нормируемым уровнем шума, выполняется с усиленной звукоизоляцией.

Для вытяжных общеобменных систем, а также систем местных отсосов при выделении взрывопожароопасных и токсичных веществ предусматривается блокировка электродвигателей вентиляторов с производственным оборудованием.

Источником технического водоснабжения КТЭЦ является р. Сырдарья, вода используется в оборотной системе техводоснабжения на охлаждение оборудования, для подпитки теплосети и котлов, поступает от береговой насосной станции. Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения КТЭЦ являются сети городского водопровода г. Кызылорда. Две артезианские скважины технического водоснабжения, расположенные на площадке КТЭЦ, предусмотрены для подпитки теплосети и котлов, а также периодически для подпитки системы техводоснабжения. Источником производственно-противопожар-ного водоснабжения являются сети городского водопровода, собственные скважины КТЭЦ и вода из реки Сырдарья.

Техническое водоснабжение. Проектом предусмотрена оборотная система охлаждения подшипников механизмов водогрейной котельной. В качестве охладителей предусматривается использование вентиляторных микроградиент.

Газопровод на площадке КТЭЦ. Проектируемый газопровод среднего давления 0,15 МПа на площадке КТЭЦ прокладывается подземно, от главного корпуса ТЭЦ до проектируемой котельной, затем проходит вдоль ряда «В» водогрейной котельной – надземно.

Реконструкция существующих сооружений водоотведения на площадке не предусматривается. ТЭО предусматривается реконструкция существующей КНС, строительство собственных сетей для хозяйственно-бытовых и промышленных стоков. Хозяйственно-бытовые стоки проектируемой водогрейной котельной и здания АБК направляются в городскую канализацию.

Канализация промышленных стоков. Основной объём производственных стоков поступает от сооружений ВПУ подготовки воды для подпитки котлов и теплосети. После смешивания и усреднения производственные стоки с помощью насосной станции расположенной в помещении ВПУ по двум трубопроводам рабочему и резервному направляются в существующую канализационную станцию после её реконструкции.

Расчетная численность эксплуатационного и ремонтного персонала водогрейной котельной составляет 49 человек, количество работающих службы ВПУ -38 человек. В целях соблюдения питьевого режима работающих предусмотрены в главном корпусе питьевые фонтанчики (п.100 СП от 28 февраля 2015 года № 174). Технический водопровод окрашивается специальной краской, согласно пункта 203 главы 6 СП от 28 февраля 2015 года № 174. Предусмотрено обеспечение рабочих спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Согласно письма заказчика ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» на ПХВ Управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области от 04 июня 2020 года № 933-05-01 на предприятии в здании СБК предусмотрено санитарно-бытовое помещение для обеспыливания, сушки, стирки, химической чистки спецодежды, а также организованы два места для курения рабочих возле КОГТЭС и СБК, рядом с установленными пожарным щитами.

Согласно письма ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» на ПХВ Управления энергетики и жилищно – коммунального хозяйства Кызылординской области от 04 июня 2020 года № 929-10 на территории предприятий организовано место складирования не утилизируемых твердо-бытовых отходов в районе СБК (служебно-бытового корпуса), КОГТЭС и механической мастерской. Вывоз предусмотрен по договору один раз в неделю специализированными организациями.

Размер санитарно-защитной зоны для ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцентр» ранее установлен 500 м (санитарно-эпидемиологическое заключение на проект предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ (ПДВ) для ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцентр», выданное РГУ «Департамент контроля качества и безопасности товаров и услуг Кызылординской области ККККБТУ МЗ РК» от 24 сентября 2019года № N.08.X.KZ39VRZ 00007013).

Санитарно-бытовые условия и мероприятия по охране труда рабочих на строительной площадке.

Все строительно-монтажные работы по модернизации и расширению, объектов КТЭЦ выполняются на территории действующего предприятия. Предусмотрено освещение участков работ, рабочих мест, проездов, проходов в темное время суток. На период строительства используются передвижные вагончики административно-бытового назначения. В вагончиках располагаются бытовые помещения работающих (раздевалки, душевые, комнаты отдыха и приема пищи и т.д.), помещения для хранения инструментов, материалов и т.д. Для защиты персонала на различных этапах производства строительно-монтажных работ предусмотрены средства индивидуальной защиты. В бытовых помещениях оборудованы аптечки первой помощи. Питьевая вода на участки строительства доставляется от существующей сети водопровода. Питание организуется путем доставки пищи из базовой столовой к месту работ с раздачей и приемом пищи в специально выделенном помещении. Предусмотрено оснащение санитарными

установками типа «Биотуалет» на территории строительной площадки. Установлены контейнера для сбора строительного и бытового мусора.

6.11 Институциональный раздел

1-я очередь Кызылординской теплоэлектроцентрали была сдана в эксплуатацию в 1964 г., как цех теплоснабжения целлюлозно-картонного комбината. В дальнейшем было введено еще три очереди, в 1989 году строительство ТЭЦ было завершено. В 2016 г. предприятие было переименовано в соответствии с Постановлением акимата Кызылординской области от 29 февраля 2016 года № 354 в «Государственное коммунальное предприятие «Кызылордатеплоэлектроцентр» праве хозяйственного ведения управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» (ГКП «КТЭЦ).

Организационно-правовая форма - государственное предприятие.

Единственным учредителем Предприятия является Государственное учреждение «Аппарат Акима Кызылординской области».

Виды деятельности Предприятия:

производство и оптовая продажа электрической энергии;

производство, передача, распределение и (или) снабжение тепловой энергии;

производство и реализация кислорода;

эксплуатация электрических станций, а также ремонт котлов, сосудов и трубопроводов;

транзит электроэнергии через подстанцию;

покупка с целью перепродажи электрической энергии, только в случаях аварийного выбытия мощностей, в объеме, определяемом исходя из суточного графика производства электрической энергии и покупки электрической энергии у расчетно-финансового центра по поддержке возобновляемых источников энергии;

все виды деятельности, технологически связанных с регулируемыми услугами, в сферах электро- и тепло энергетики.

ГКП «КТЭЦ» является субъектом естественной монополии в сфере производства и снабжения тепловой энергии и основным поставщиком тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения города, который обеспечивает тепловой энергией более 80% потребителей. Реализация проекта ТЭО «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г.Кызылорда» предусматривается в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан, нормативными, правовыми актами и инструкциями, которые прямо или опосредованно регулируют отношения в сфере энергетики.

Ключевой задачей при достижении поставленной цели модернизации и расширения КТЭЦ является разработка технических решений для обеспечения устойчивой работы городской системы электро- и теплоснабжения, при которых соблюдались бы требования безопасности, юридические, экономические, экологические и социальные требования.

Структура управления проектом

Для реализации проекта потребуются консолидированные усилия всех заинтересованных участников. Особые требования предъявляются к составу и уровню квалификации привлеченных специалистов на этапах как организации работ, так и последующей эксплуатации. Для исключения возможных проблем с квалификацией менеджмента в период строительства, возможно проведение СМР под управлением инженера заказчика, действующего в соответствие с правилами оказания инжиниринговых услуг в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности. Инжиниринговые услуги финанси-

руются за счет средств, предусмотренных на эти цели в ПСД, и по объектам, финансируемым из бюджетных средств, закупаются заказчиком на конкурсной основе в соответствии с законодательством о государственных закупках. Для организации инжиниринговых услуг заказчик привлекает эксперта, имеющего соответствующий аттестат на право осуществления инжиниринговых услуг в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, либо организации, имеющей аттестованных экспертов. В случае оказания инжиниринговых услуг организацией после подписания договора организация представляет на согласование заказчику организационную структуру, создаваемую для осуществления технического и авторского надзора и управления проектом, кандидатуру управляющего проектом и список экспертов, непосредственно оказывающих инжиниринговые услуги.

Финансирование разработки ПСД и выполнение СМР осуществляется администратором программы ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» за счет целевых трансфертов из областного бюджета.

Разработчик рабочего проекта и подрядная организация будет определена после проведения процедур государственных закупок.

Ответственность за соответствие принятых технологических решений, соответствие выбранного основного оборудования передовым достижением науки и техники распределяется между проектной организацией и заказчиком. Подтверждение правильности принятых решений в ТЭО и Проекте подтверждается заключением заказчика, государственной экспертизы и надзорных и контролирующих органов.

Заказчик несет ответственность за точность и профессиональность составления технических спецификаций на оборудование, приобретаемое в рамках проекта.

Разработчик ПСД берет на себя обязательства по подготовке проектно-сметной документации по проекту, несет ответственность за точность и грамотность производимых расчетов по нему.

Подрядная организация, осуществляющая строительство обеспечивает проект рабочими, служащими и инженерно-техническими работниками, а также бесперебойное строительство объекта, несет ответственность за качество возводимых в рамках проекта зданий и сооружений, а также качество устанавливаемого в рамках договоренности оборудования.

Поставщик принимает ответственность за качество поставляемых в рамках проекта оборудования и материалов, согласованных заказчиком в технических спецификациях. Затраты по проекту включающие расходы на строительно-монтажные работы и материально-техническое оснащение несет заказчик.

Свой правовой статус каждая организация, участвующая в реализации проекта, подтверждает путем получения соответствующих лицензий на свою деятельность и соответствующих разрешений в надзорных и контролирующих органах.

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» является заказчиком технико-экономического обоснования и проектно-сметной документации проектов модернизации и расширения КТЭЦ и будет осуществлять технический надзор за строительством объекта.

Проектная организация, выигравшая Тендер на разработку ПСД, будет осуществлять авторский надзор за ходом реконструкции объекта.

После завершения модернизации и расширения реконструкции электростанция переводится на баланс эксплуатирующей организации ГКП «КТЭЦ».

6.12 Организация строительства

Условия строительства характеризуются как стесненные, строительные работы ведутся на территории действующего предприятия, имеющего разветвленную сеть транспортных коммуникаций и стесненные условия для складирования материалов.

При разработке ППР на строительной площадке следует предусмотреть мероприятия по безопасному ведению строительно-монтажных работ вблизи существующих зданий и сооружений путем ограничения поворота стрелы крана, сокращения складских площадей. На стесненные участки строительства строительные изделия и материалы следует завозить до начала работ. При невозможности устроить складские площади на участке строительства монтаж оборудования вести с транспортных средств.

Перед началом выполнения строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия заказчик, генеральный подрядчик с участием субподрядчиков и представитель организации, эксплуатирующей эти объекты, обязаны оформить акт-допуск. Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом-допуском, несут руководители строительно-монтажных организаций и действующего предприятия.

Перед началом работ в местах, где имеется или может возникнуть производственная опасность, ответственному исполнителю работ необходимо выдавать наряд-допуск на производство работ повышенной опасности.

При пересечении разрабатываемых траншей с действующими коммуникациями, не защищенными от механических повреждений, разработка грунта землеройными машинами разрешается на расстоянии 2 м от боковой поверхности и 1 м над верхом коммуникаций с предварительным их обнаружением с точностью до 1 м.

В виду высокого стояния уровня грунтовых вод строительство зданий и сооружений, прокладку подземных коммуникаций выполнять под защитой водопонижения методом открытого водоотлива с помощью насосов типа "ГНОМ".

До начала строительно-монтажных работ необходимо:
демонтировать здания и сооружения, подлежащие сносу;
очистить площадку от строительного мусора;
обустроить временный бытовой городок;
выполнить временные подъездные дороги;
оградить территорию строительной площадки;
в темное время суток обеспечить освещение площадки;
подготовить площадки для складирования строительных материалов и изделий.

Продолжительность строительства

Продолжительность строительства определена согласно СН РК 1.03-02-2014 и СП РК 1.03.102-2014 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений» Часть II и общая нормативная продолжительность строительства составляет 33 месяца.

I очередь строительства: нормативная продолжительность строительства – 7 месяцев.

II очередь строительства: нормативная продолжительность строительства – 26 месяцев.

Согласно письма заказчика от 24 февраля 2020 года № 06-10/496 начала реализации проекта намечены в следующие сроки:

I очередь строительства – второй квартал 2021 года.
II очередь строительства – четвертый квартал 2021 года.
Заделы по годам строительства составляют:
I очередь строительства: 2021 год – 100%,
II очередь строительства: 2021 год – 3%, 2022 год – 61%, 2023 – 36%.

6.13 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению расчетной стоимости строительства, утвержденным постановлением

Правительства Республики Казахстан от 10 марта 2016 года № 68-нқ и Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Председателя Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 249-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на разработку ТЭО и принятых предпроектных решений.

Расчетная стоимость строительства определена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2020.2.1) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2020 года.

При составлении смет использованы:

сборник цен на инженерные изыскания для строительства СЦИ РК 8.03-04-2017.

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-18;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-18;

сборники сметных цен в текущем уровне 2020 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2019 (выпуск 1);

сборники сметных цен в текущем уровне 2020 года на инженерное оборудование объектов строительства, ССЦ РК 8.04-09-2019 (выпуск 1);

сборник сметных цен в текущем уровне 2020 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2019;

сборник сметных тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2019, на 2020 год;

сборник сметных цен в текущем уровне 2020 года на перевозку грузов для строительства, СЦПГ РК 8.04-12-2019;

сборники укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ. Элементы внешнего благоустройства зданий и сооружений. Малые архитектурные формы, УСН РК 8.02-03-2018; изменения и дополнения 1-15;

Расчеты выполнены согласно принятых решений в ТЭО с применением укрупненных расценок проектов-аналогов:

РП «Внешнее электроснабжение объектов СЭЗ «Химический парк «Тараз» (заключение РГП Госэкспертиза от 11 января 2016 года № 01-0005/16);

РП «Электроснабжение левобережной части реки Сырдарья в городе Кызылорда (1 очередь 35 кВ)» (заключение РГП «Госэкспертиза от 12 мая 2017 года № 14-0098/17);

РП «Строительство ТЭЦ-3 в г. Астане 1 очередь» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 12 мая 2011 года № 01-146/11);

РП «Строительство котельной в микрорайоне КАМАЗ г. Алматы» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 29 декабря 2007 года № 7-720/07);

РП «Расширение и реконструкция СП ТЭЦ-2 с установкой котлоагрегатов № 7, 8, турбоагрегатов № 5, 6 и водогрейной котельной г. Астаны насосная 1-го подъёма с коллекторной, баками и трубопроводами на площадке» (заключение РГП «Госэкспертиза от 25 декабря 2008 года № 2-736/08);

РП «Газотурбинная электростанция на м-р «Акшабулак» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 23 сентября 2009 года № 01-450/09);

РП «Расширение и реконструкция ТЭЦ-2 с установкой котлоагрегатов ст. № 7, 8, турбоагрегатов ст. 5, 6 и водогрейной котельной в городе Астане» (к.а. ст. №№ 7, 8, т.а. ст. №№ 5, 6 и в.к. ст. 5, 6)» Корректировка (заключение РГП «Госэкспертиза от 14 декабря 2016 года № 01-0584/16);

РП «Тепломагистраль в левобережную часть г. Астаны. 4 ввод 2 очередь. Участок трассы от пр. Кабанбай батыра дор ул.39. Заключение РГП «Госэкспертиза» от 15 мая 2015 года № 01-0239/15);

РП «Расширение и реконструкция ГТЭС - Акшабулак парогазовым циклом с установкой котлов - утилизаторов и парового турбоагрегата», Кызылординская область, Сырдарьинский район». Заключение РГП «Госэкспертиза» от 05 января 2020 года № 01-0001/20;

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком ГУ Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области» от 16 июня 2020 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В расчетной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Нормативным документом по определению величины накладных расходов и сметной прибыли в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (п. 16, приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на непредвиденные работы и затраты в размере 2 % от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-9 сметного расчета стоимости строительства (п. 72, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на временные здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время НДЗ РК 8.04-06-2015.

Расчетная стоимость строительства определена в ценах 2020 года. Переход к прогнозной сметной стоимости строительства на 2021-2023 г.г. выполнен с учетом прогнозного уровня инфляции, установленного, согласно приложению 1 к «Прогнозу социально-экономического развития Республики Казахстан на 2020-2024 годы» протокол № 8 от 4 мая 2020 года.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от расчетной стоимости строительства.

6.14 Финансово-экономический раздел

Финансово-экономическая оценка ТЭО выполнена согласно СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

Источником финансирования инвестиционных затрат в проекте рассматриваются государственные инвестиции.

Согласно технического задания на разработку ТЭО в проекте предусмотрено строительство котельной. В рамках проекта планируется модернизировать существующий Кызылординский теплоэлектроцентр с заменой физически изношенного оборудования.

Расчет экономических показателей Проекта производится при следующих условиях:

расчетный период проекта – 2019-2040 гг., в том числе эксплуатация на полную мощность 2023-2040 гг.;

ставка дисконтирования принята на уровне 9,25%;

учет прогнозного уровня инфляции;

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

Согласно приказа министра энергетики от 14 декабря 2018 года № 514 «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию» (с изменениями по состоянию на 29 июня 2020 года) тариф на электроэнергию принят при расчетах на уровне 11,3 тенге/Квтч без НДС на период с 2020-2025 годы.

Исходный тариф по выпуску тепловой энергии в 2019- 2958,4 тенге/Гкал без НДС. В 2020 год тариф показан на уровне 2019 года. В период 2021-2025 годы тариф принят на основании письма ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» от 09 июня 2020 года № 990-4.

При определении объемов финансирования рассмотрены варианты со 100%м государственным бюджетом; 20% собственное и 80% заемное.

По результатам сравнительного анализа экономически целесообразным выбран вариант 100% бюджетного финансирования.

Результаты оценки экономической эффективности

Таблица 9

Наименование показателей	Ед. изм.	Значение показателя
Чистый дисконтированный доход	млн.тенге	минус 12 587,7
Внутренняя норма рентабельности	%	4,09
Простой срок окупаемости	лет	19
Экономический чистый дисконтированный доход проекта	млн. тенге	минус 24 971,0
Экономическая внутренняя норма рентабельности	%	0
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-

Указанные показатели эффективности подтверждают необходимость бюджетного финансирования, так как в рамках реализации проекта не ожидается окупаемость в рассматриваемый период. Инвестиционный проект направлен на централизованное обеспечение г. Кызылорды электрической и тепловой энергией.

Осуществление проекта ТЭО «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда» позволит:

обеспечить качественное и бесперебойное тепло- и энергоснабжение города;

повысить безопасность эксплуатации оборудования котельной и вспомогательного оборудования;

создать новые рабочие места;

повысить налоговые поступления в бюджет.

6.15 Социальный раздел

В перспективе, в рамках комплексного плана развития областного центра г. Кызылорда, ожидается увеличение объема энергопотребления в связи с реализацией бизнес-проектов, открытием новых производств. Развитие источников систем тепло- и электроснабжения как отрасли социальной инфраструктуры г. Кызылорды учитывает основные задачи социальной политики, направленной на улучшение качества жизни населения, повышение уровня его благосостояния и долголетия, формирование и воспроизводство здорового, творчески активного поколения, благоустройства жилищного фонда.

Основными приоритетами развития Кызылординской области определены:

развитие жилищного строительства;

борьба с бедностью и безработицей;

индустриально-инновационное развитие;

развитие транспортной инфраструктуры;

водо-, электро-, энерго-, газо-, теплоснабжение области.

Модернизация и расширение Кызылординск ой ТЭЦ необходима для обеспечения теплоснабжением новых жилых, общественных зданий города. Реализация проекта позволит улучшит условия за счет:

создания условий для перспективного развития коммунально-бытовой сферы и социальной инфраструктуры;

повышение комфортности проживания людей (установка автоматизированных элеваторных пунктов, счетчиков учета тепла);

функционирование общественных зданий и зданий социальной инфраструктуры;

улучшение социально-экономических условий проживания;

улучшения инвестиционной привлекательности при выборе места размещения различных зданий и сооружениям в связи с наличием тепловой и электрической энергии;

увеличение спроса в трудовых ресурсах, что благотворно позволяет на занятость населения в данной и смежных отраслях.

Развитие источников систем тепло- и электроснабжения как отрасли социальной инфраструктуры г. Кызылорды учитывает основные задачи социальной политики, направленной на улучшение качества жизни населения, повышение уровня его благосостояния и долголетия, формирование и воспроизводство здорового, творчески активного поколения, благоустройства жилищного фонда.

Потребность в трудовых ресурсах

Общая численность персонала на ГКП КТЭЦ в настоящее время составляет 895 человек. Расчетная численность эксплуатационного и ремонтного персонала водогрейной котельной составляет 49 человек, которая формируется из числа существующего персонала, обслуживающего выводимого из эксплуатации энергетического оборудования главного корпуса. Численность персонала службы КОГТЭС (26 чел.) сохраняется без изменения. Численность персонала службы ВПУ (38 чел.) уточняется при формировании штатного расписания из числа существующего персонала.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

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

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в технико-экономическое обоснование «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда» внесены следующие изменения и дополнения:

Технико-технологические решения

1. Уточнена мощность КТЭЦ после расширения и модернизации 340 МВт (310 Гкал/ч) с указанной в п. 10 задания на разработку ТЭО тепловой мощностью ТЭЦ 536/367 Гкал/ч при присоединенной нагрузке 551 Гкал/ч.
2. Указана в табл. 3.7.2.2, 3.7.4.1 техническая характеристика (поверхность нагрева, количество пластин) подогревателей, принятых к установке.
3. Указаны в разделе 3.8.1 марка, тип водогрейных и паровых котлов, устанавливаемых в котельном отделении согласно принятых решений.
4. Указана производительность общей предочистки исходной воды ВПУ. Обоснована принятая в разделе 3.10 производительность новых ВПУ котлов 25 м^3/ч и 220 м^3/час при производительности существующих ВПУ 250 м^3/ч и 180 м^3/ч соответственно.

Водоснабжение, водоотведение

5. В разделе 8.1.1 указан тип сетей производственно-противопожарного водоснабжения согласно СНиП РК 4.0102-2009 – кольцевые.

6. В разделе 8.2.3 и в задании на проектирование обоснована замена 2-х противопожарных резервуаров емк. 1000 м^3 каждый.

Отопление, вентиляция

7. Указан теплоноситель для систем отопления служебно-бытового корпуса.

Газоснабжение

8. Указан в разделе расход газа для устанавливаемого оборудования (водогрейных и паровых котлов) при реконструкции и модернизации КТЭЦ ТЦ с итоговыми значениями по пусковым комплексам.

Генеральный план и транспорт

9. В экспликации зданий и сооружений отмечены здания и сооружения: проектируемые; реконструируемые; существующие.

10. Показаны условные обозначения ж/д путей.

11. Обозначен объём демонтируемой части ж/д путей на площадке водоподготовки.

Инженерные изыскания

12. В описании инженерно-геологических условий площадки по фондовым материалам изысканий прошлых лет приведены ссылки на конкретные отчёты по изысканиям с указанием архивного номера отчёта, кем и когда они выполнены с целью подтверждения, что речь идёт о рассматриваемой или прилегающей территории.

13. Пункт 3.1 дополнен описанием ситуации (существующая застройка, подлежащие сносу существующие здания химводоочистки и т.д.).

14. Приложение 5.1 «Техническое задание на проведение изысканий» дополнено указанием по использованию фондовых материалов изысканий прошлых лет.

Архитектурно-строительные решения

15. Принятые для проектируемого здания «Водоподготовка. Очистные сооружения» (поз. 146) сборные ж/б конструкции (сегментные фермы покрытия, керамзитобетонные стеновые панели), производство которых в настоящее время ограничено, оговорено в задании на разработку ТЭО. Откорректирована ссылка на проекты-аналоги (применены здания с аналогичной конструктивной системой).

Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывоопасных ситуаций

16. Представлен паспорт существующего защитного сооружения гражданской обороны, а также на генеральном плане отмечено место его размещения.

17. В кабельном этаже здания водогрейной котельной предусмотрено устройство системы автоматического пожаротушения.

Оценка соответствия санитарным правилам и гигиеническим нормативам

18. Представлена ситуационная карта-схема с указанием расстояния до близлежащих селитебных территорий (подпункт 4 пункт 9 главы 2, пункт 44 главы 3 СП от 20 марта 2015 года № 237).

19. Представлено санитарно-эпидемиологическое заключение на проект предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ (ПДВ) для ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцентр», выданное РГУ «Департамент контроля качества и безопасности товаров и услуг Кызылординской области ККККБТУ МЗ РК» от 24 сентября 2019года № N.08.X.KZ39VRZ 00007013.

20. Представлено письмо ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» на ПХВ Управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области от 05 июня 2020 года №951-05-01 об отсутствии размещения в границах СЗЗ и на территории КТЭЦ других отраслей промышленности, а именно объектов по производству лекарственных веществ, пищевых отраслей промышленности, жилой застройки (п.19, 55, 56 СП от 20 марта 2015 года № 237).

21. Представлены в разделе ПредОВОС материалы по оценке риска здоровья населения (СП от 20 марта 2015 года № 237).

22. Предусмотрено озеленение прилегающей территории не менее 50% с организацией древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки (п. 58 СП от 20 марта 2015 года № 237).

23. Уточнено использование воды из артезианских скважин только для производственных нужд.

24. Предусмотрена площадь постоянных и непостоянных рабочих мест не менее 2,2 м^2 (п. 18 раздел 3 СП от 28 февраля 2015 года № 174).

25. В помещении хранения реагентов, склад реагентов, склад фильтрующих материалов, кладовой здание «Водоподготовки и очистные сооружения» предусмотрена естественная и приточно-вытяжная вентиляция (п. 39 СП от 28 февраля 2015 года № 174).

26. Представлены сведения по лаборатории (виды проводимых исследований, оснащение).

27. Предусмотрено естественное освещение на рабочих местах с постоянным пребыванием людей (комната начальника смены, комната начальника цеха, комната технолога) через фрамужное остекление в верхней части перегородки (п.74 СП от 28 февраля 2015 года № 174).

28. Представлено письмо ГКП «Кызылордатеплоэлектроцентр» на ПХВ Управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области от 04 июня 2020 года № 929-10 о том, что на территории предприятий организован место складирования не утилизируемых твердо-бытовых отходов в районе СБК (служебно-бытового корпуса), КОГТЭС и механической мастерской (п.28 СП от 23 апреля 2018 года № 187).

29. Предусмотрена специальная окраска сооружений технического водопровода, исключающая возможность использования технической воды для питьевых целей (п. 203 главы 6 от 28 февраля 2015 года № 174).

30. Представлено пояснение по местам возникновения агрессивных стоков, мероприятий при разливе реагентов из баков хранения (п.38 СП от 28 февраля 2015 года №174).

31. В пояснительной записке предусмотрены мероприятия по снижению шума внутри помещений, на постоянных рабочих местах, а также на территории (п.69,72 СП от 28 февраля 2015 года № 174).

32. В ПЗ дополнены сведения по соблюдению питьевого режима для работающих цеха (п.100 СП от 28 февраля 2015 года № 174).

33. Представлено письмо заказчика ГКП на ПХВ «Кызылордатеплоэлектроцентр» Управления энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области от 04 июня 2020 года № 933-05-01, о том что санитарно-бытовое помещение для обеспыливания, сушки, стирки, химической чистки спецодежды на предприятии предусмотрено в здании СБК, организованы два места для курения рабочих возле КОГТЭС и СБ (п.95, п.103 СП от 28 февраля 2015 года №174).

34. Уточнено по зданию водогрейной котельной - в залах котельного отделения и котельного отделения постоянных рабочих мест нет. На отм. 12,300 находится помещение дежурного персонала (п. 71 СП от 28 февраля 2015 года № 174)

35. Представлены данные по обеспечению условий труда и бытового обслуживания рабочих на период проведения строительно-монтажных работ (раздел 2 СП от 28 февраля 2015 года №177).

36. Указано применение средств индивидуальной защиты рабочих на каждом этапе строительства и эксплуатации (СП от 28 февраля 2015 года № 177, пункт 149 СП от 28 февраля 2015 года № 174).

37. Предусмотрено при проведения строительных работ обеспечение рабочих горячим питанием (п 141 СП от 28 февраля 2015 года № 177).

38. На строительной площадке и в бытовых помещениях предусмотрены аптечки для оказания первой помощи (п139 СП от 28 февраля 2015 года № 177).

Сметная документация

39. Представлен расчет продолжительности строительства.

40. Представлено письмо о начале строительства.

41. Объемы работ в сметной документации приведены в соответствие с предпроектными решениями после замечаний экспертов.

7.2 Оценка принятых решений

Технико-экономическое обоснование разработано в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, 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».

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

Материалы инженерных изысканий содержат данные в достаточном объеме, необходимые для разработки ТЭО.

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

Принятые решения с учётом внесенных изменений по п. 7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям, надежности функциональному назначению.

Уровень ответственности объекта – I (повышенный).

РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» выдано положительное заключение государственной экологической экспертизы от 29 июня 2020 года № 061-0055/20.

Технико-экономическое обоснование соответствует требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных Приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 года №237; Гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных Приказом МНЭ РК от 27 февраля 2015 года № 155; Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» утвержденных Приказом МНЭ от 16 марта 2015 года №209; Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» утвержденных Приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 года № 174; Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» утвержденных приказом МЗ РК от 23 апреля 2018 года № 187; Санитарных правил «Санитарно-

эпидемиолмогические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных Приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 года № 177.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 10

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1	Площадь участка в условных границах: площадка водогрейной котельной площадка водоподготовки	га	 1,9 1,5	 1,9 1,5
2	Площадь застройки: площадка водогрейной котельной площадка водоподготовки	$м^2$	 8 428,0 5 800,0	 8 428,0 5 800,0
3	Установленная мощность: электрическая тепловая (располагаемая), всего в том числе КОГТЭС	 МВт Гкал/ч МВт	 45 340 (310) 45	 45 340 (310) 45
4	ГТД типа ДЖ59Л3 мощностью 15 МВт	ед.	3	3
5	Котел-утилизатор типа КУВ-30 мощностью 30 Гкал/ч, в том числе КУВ-30 – после капитального ремонта	ед.	3 2	3 2
6	Водогрейная котельная ВК: котел типа TERRAH0TS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150Н) мощностью 100 Гкал/ч котел типа TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150Н) мощностью 50 Гкал/ч	ед.	2 1	2 1
7	Выработка электроэнергии	млн. кВтч	357,8	357,8
8	Расход э/энергии на собственные нужды	млн. кВтч	40,4	40,4
9	Отпуск электроэнергии	млн. кВтч	317,4	317,4
10	Отпуск теплоэнергии (с учетом восстановления ГВС на перспективу)	тыс. Гкал/год	700	700
11	Расход условного топлива на отпуск электроэнергии на отпуск теплоэнергии	тыс. тут	 79,9 105	 79,9 105
12	Расход натурального топлива: газ	млн. $м^3$	153	153
13	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2020-2023 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	 34 028,481 11 783,406 16 840,874 5 404,201	 32 705,960 10 931,908 16 674,098 5 099,954
14	Из них в ценах: 2020 г. (в т.ч. ПИР, экспертиза) 2021 г. 2022 г. 2023 г.	млн. тенге		 579,948 10 104,944 13 621,914 8 399,154
15	Нормативная продолжительность строительства	мес.	33	33
В том числе				
1 очередь				
16	КОГТЭС	МВт	45	45

17	ГТД типа ДЖ59Л3 мощностью 15 МВт	ед.	3	3
18	Котел-утилизатор типа КУВ-30 мощностью 30Гкал/ч, в том числе КУВ-30 после капитального ремонта	ед.	3 2	3 2
19	Установленная мощность: электрическая тепловая (располагаемая)	 МВт Гкал/ч	 45 90 (60)	 45 90 (60)
20	ГТД типа ДЖ59Л3 мощностью 15 МВт	ед.	3	3
21	Котел-утилизатор типа КУВ-30 мощностью 30Гкал/ч, в том числе КУВ-30 после капитального ремонта	ед.	3 2	3 2
22	Выработка электроэнергии	млн. кВтч	357,8	357,8
23	Расход э/энергии на собственные нужды	млн. кВтч	8,7	8,7
24	Отпуск электроэнергии	млн. кВтч	349,1	349,1
25	Отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал/год	350	350
26	Расход условного топлива: на отпуск электроэнергии на отпуск теплоэнергии	тыс. тут	 79,9 49	 79,9 49
27	Расход натурального топлива - газ	млн. м^3	106,9	106,9
28	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2020-2021 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	9 645,605 362,790 7 905,836 1 376,979	9 605,209 378,750 7 854,577 1 371,882
29	Из них в ценах: 2020 г. (в т.ч. ПИР, экспертиза) 2021 г.	млн. тенге		 159,910 9 445,299
30	Нормативная продолжительность строительства	мес.	7	7
	2 очередь			
31	Площадь участка в условных границах: площадка водогрейной котельной площадка водоподготовки	га	 1,9 1,5	 1,9 1,5
32	Площадь застройки: площадка водогрейной котельной площадка водоподготовки	м^2	 8 428,0 5 800,0	 8 428,0 5 800,0
33	Котел типа TERRAH0TS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150H) мощностью 100 Гкал/ч	ед.	2	2
34	Котел типа TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150H) мощностью 50 Гкал/ч	ед.	1	1
35	Установленная мощность: тепловая (располагаемая)	Гкал/ч	250 (250)	250 (250)
36	Отпуск теплоэнергии (с учетом восстановления ГВС на перспективу)	тыс. Гкал/год	350	350
37	Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	тыс. тут	31,7	31,7
38	Расход натурального топлива: газ	млн. м^3	46,4	46,4
39	Общая расчетная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2020-2023 гг., всего в том числе: СМР	млн. тенге	24 382,875 11 420,616	23 100,751 10 553,158

	оборудование прочие		8 935,038 4 027,221	8 819,521 3 728,072
40	Из них в ценах: 2020 г. (в т.ч. ПИР, экспертиза) 2021 г. 2022 г. 2023 г.	млн. тенге		420,038 659,645 13 621,914 8 399,154
41	Нормативная продолжительность строительства	мес.	26	26

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

площадь участка в условных границах:
площадка водогрейной котельной - 1,9 га;
площадка водоподготовки - 1,5 га;
площадь застройки:
площадка водогрейной котельной - 8 428,0 м^2;
площадка водоподготовки - 5 800,0 м^2;
установленная мощность:
электрическая - 45 МВт;
тепловая (располагаемая), всего - 340 (310) Гкал/ч;
в том числе КОГТЭС - 45 МВт;
ГТД типа ДЖ59Л3 мощностью 15 МВт - 3 ед.;
Котел-утилизатор типа КУВ-30 мощностью 30 Гкал/ч - 3 ед.;
в том числе КУВ-30 после капитального ремонта - 2 ед.;
водогрейная котельная ВК:
котел типа TERRAH0TS-116,3-150H
(КВ-ГМ-116,3-150Н) мощностью 100 Гкал/ч - 2 ед.;
котел типа TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150Н)
мощностью 50 Гкал/ч - 1 ед.;
выработка электроэнергии - 357,8 млн. кВтч;
расход э/энергии на собственные нужды - 40,4 млн. кВтч;
отпуск электроэнергии - 317,4 млн. кВтч;
отпуск теплоэнергии (с учетом восстановления ГВС) - 700 тыс.Гкал/год;
расход условного топлива:
на отпуск электроэнергии - 79,9 тыс. тут.;
на отпуск теплоэнергии - 105 тыс. тут.;
расход натурального топлива: газ - 153 млн. м^3;
общая расчетная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах 2020-2023 гг., всего - 32 705,960 млн. тенге,
в том числе: СМР - 10 931,908 млн. тенге,
оборудование - 16 674,098 млн. тенге,
прочие - 5 099,954 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 33 мес.;
в том числе:
<u>1 очередь:</u>
КОГТЭС - 45 МВт;
ГТД типа ДЖ59Л3 мощностью 15 МВт - 3 ед.;

котел-утилизатор типа КУВ-30 мощностью 30 Гкал/ч	- 3 ед.,
КУВ-30 после капитального ремонта	- 2 ед.;
установленная мощность:	
электрическая	- 45 МВт;
тепловая (располагаемая)	- 90 (60) Гкал/ч;
ГТД типа ДЖ59Л3 мощностью 15 МВт	- 3 ед.;
котел-утилизатор типа КУВ-30 мощностью 30 Гкал/ч	- 3 ед.;
в том числе	
КУВ-30 после капитального ремонта	- 2 ед.;
выработка электроэнергии	- 357,8 млн. кВтч;
расход э/энергии на собственные нужды	- 8,7 млн. кВтч;
отпуск электроэнергии	- 349,1 млн. кВтч;
отпуск теплоэнергии	- 350 тыс.Гкал/год;
расход условного топлива:	
на отпуск электроэнергии	- 79,9 тыс. тут.;
на отпуск теплоэнергии	- 49 тыс. тут.;
расход натурального топлива: газ	- 106,9 млн. $м^3$;
общая расчетная стоимость строительства	
в текущих и прогнозных ценах 2020-2021 гг., всего	- 9 605,209 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 378,750 млн. тенге,
оборудование	- 7 854,577 млн. тенге,
прочие	- 1 371,882 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства	- 7 мес.;

<u>2 очередь:</u>

площадь участка в условных границах:	
площадка водогрейной котельной	- 1,9 га;
площадка водоподготовки	- 1,5 га;
площадь застройки:	
площадка водогрейной котельной	- 8 428,0 $м^2$;
площадка водоподготовки	- 5 800,0 $м^2$;
котел типа TERRAH0TS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150Н)	
мощностью 100 Гкал/ч	- 2 ед.;
котел типа TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150Н)	
мощностью 50 Гкал/ч	- 1 ед.;
установленная мощность тепловая (располагаемая)	- 250 (250) Гкал/ч;
отпуск теплоэнергии (с учетом восстановления ГВС	
на перспективу)	- 350 тыс.Гкал/год;
расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	- 31,7 тыс. тут/год;
расход натурального топлива: газ	- 46,4 млн. $м^3$;
общая расчетная стоимость строительства	
в текущих и прогнозных ценах 2020-2023 гг., всего	- 23 100,751 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 10 553,158 млн. тенге,
оборудование	- 8 819,521 млн. тенге,
прочие	- 3 728,072 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства	- 26 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована в соответствии с условиями договора № 070140002001/2(16) от 30 апреля 2020 года.

3. Заказчик при приемке документации от разработчика должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

4. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Қызылорда қаласының Қызылорда жылу электр орталығын жаңғырту және кеңейту» техникалық-экономикалық негіздемесі Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесі негізгі техникалық экономикалық көрсеткіштерімен бекіту үшін ұсынылады:

шартты шекаралардағы учаскенің ауданы:	
су жылыту қазандығының алаңы	- 1,9 га;
су дайындау алаңы	- 1,5 га;
құрылыс салу ауданы:	
су жылыту қазандығының алаңы	- 8 428,0 м^2;
су дайындау алаңы	- 5 800,0 м^2;
белгіленген қуаты:	
электр	- 45 МВт;
жылу (бар), барлығы	- 340 (310) Гкал/сағ.;
соның ішінде КОГТЭС	- 45 МВт;
қуаты 15 МВт ДЖ59Л3 типіндегі ГТД	- 3 бірлік;
қуаты сағатына 30 Гкал КУВ-30 типіндегі кәдеге асыру қазаны	- 3 бірлік;
соның ішінде күрделі жөндеуден кейінгі КУВ-30	- 2 бірлік;
СҚ су жылыту қазандығы:	
қуаты сағатына 100 Гкал TERRAH0TS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150Н) типіндегі қазандық	- 2 бірлік;
қуаты сағатына 50 Гкал TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150Н) типіндегі қазандық	- 1 бірлік;
электр энергиясын өндіру	- 357,8 млн. кВтч;
э/энергиясын жеке қажеттіліктерге жұмсау	- 40,4 млн. кВтч;
электр энергиясын босату	- 317,4 млн. кВтч;
жылу энергиясын босату (ЫСЖ қалпына келтіруді есепке алғанда)	- 700 мың Гкал/жыл.;
шартты отын шығысы:	
электр энергиясын босатуға	- 79,9 мың тут.;
жылу энергиясын босатуға	- 105 мың. тут.;
табиғи отын шығысы: газ	- 153 млн. м^3;
2020-2023 жж. ағымдағы және болжамдық бағалармен алғандағы құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы	- 32 705,960 млн.теңге;
соның ішінде: ҚМЖ	- 10 931,908 млн теңге;

жабдық	- 16 674,098 млн теңге;
өзгелері	- 5 099,954 млн теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 33 ай;
соның ішінде	
1-кезек:	
КОГТЭС	- 45 МВт;
қуаты 15 МВт ДЖ59Л3 типіндегі ГТД	- 3 бірлік;
қуаты сағатына 30 Гкал КУВ-30 типіндегі кәдеге асыру қазаны	- 3 білік,
күрделі жөндеуден кейінгі КУВ-30	- 2 бірлік;
белгіленген қуаты:	
электр	- 45 МВт;
жылу (бар)	- 90 (60) Гкал/сағ.;
қуаты 15 МВт ДЖ59Л3 типіндегі ГТД	- 3 бірлік;
қуаты сағатына 30 Гкал КУВ-30 типіндегі кәдеге асыру қазаны	- 3 бірлік;
соның ішінде	
күрделі жөндеуден кейінгі КУВ -30	- 2 бірлік;
электр энергиясын өндіру	- 357,8 млн. кВтч;
э/энергиясын жеке қажеттіліктерге жұмсау	- 8,7 млн. кВтч;
электр энергиясын босату	- 349,1 млн. кВтч;
жылу энергиясын босату	- 350 мың Гкал/жыл;
шартты отын шығысы:	
электр энергиясын босатуға	- 79,9 мың тут.;
жылу энергиясын босатуға	- 49 мың тут.;
табиғи отын шығысы: газ	- 106,9 млн. м^3;
2020-2021 жж. ағымдағы және болжамдық бағалармен алғандағы құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы	- 9 605,209 млн.теңге;
соның ішінде: ҚМЖ	- 378,750 млн теңге;
жабдық	- 7 854,577 млн теңге;
өзгелері	- 1 371,882 млн.теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 7 ай;
2-кезек:	
шартты шекаралардағы учаскенің ауданы:	
су жылыту қазандығының алаңы	- 1,9 га;
су дайындау алаңы	- 1,5 га;
құрылыс салу ауданы:	
су жылыту қазандығының алаңы	- 8 428,0 м^2,
су дайындау алаңы	- 5 800,0 м^2;
қуаты сағатына 100 Гкал TERRAH0TS-116,3-150H (КВ-ГМ-116,3-150Н) типіндегі қазандық	- 2 бірлік;
қуаты сағатына 50 Гкал TERRAHOTS-58,2-150H (КВ-ГМ-58,2-150Н) типіндегі қазандық	- 1 бірлік;
белгіленген жылу (бар) қуаты	- 250 (250) Гкал/сағ.;
жылу энергиясын босату (болашаққа ЫСЖ қалпына келтіруді есепке алғанда)	- жылына 350 мың Гкал;
жылу энергиясын босатуға шартты отын шығысы	- 31,7 мың тут/жыл;

табиғи отын шығысы: газ - 46,4 млн. м^3;
2020-2023 жж. ағымдағы және
болжамдық бағалармен алғандағы
құрылыстың жалпы есептік құны, барлығы - 23 100,751 млн.теңге;
соның ішінде: ҚМЖ - 10 553,158 млн теңге;
жабдық - 8 819,521 млн теңге;
өзгелері - 3 728,072 млн теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 26 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдар (деректер) ескеріле отырып орындалды, олардың дұрыстығына 2020 жылғы 30 сәуірдегі № 070140002001/2(16) шарт талаптарына сәйкес кепілдік етіледі.

3. Тапсырыс беруші әзірлеушіден құжаттаманы қабылдап алу кезінде оны осы сараптама қорытындысына сәйкестігіне тексеруі тиіс.

4. Тапсырыс беруші құрылыс кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдығын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

Карагойшин Т.Д.

Генеральный директор

РГП "Госэкспертиза"

Баширов Р.К.

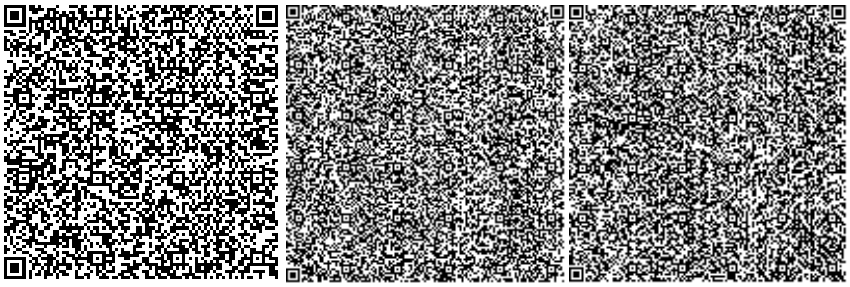
Начальник производственного отдела

РГП "Госэкспертиза"

Кажиякбарова И.Т.

Начальник отдела

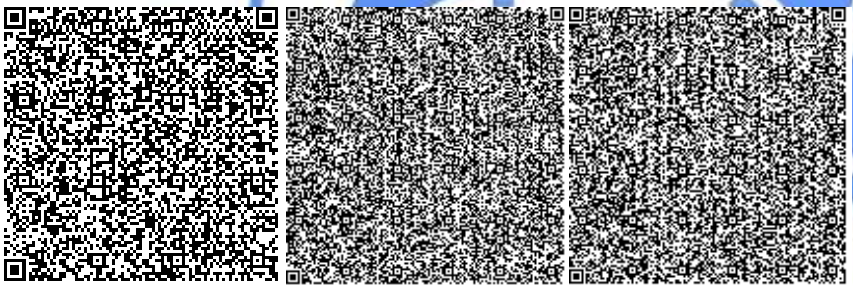
РГП "Госэкспертиза"



Чукпарова А.У.

Начальник отдела

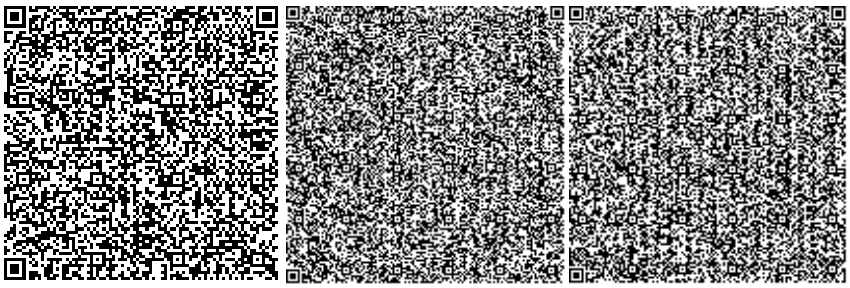
РГП "Госэкспертиза"



Иманбаев С.Б.

Начальник управления

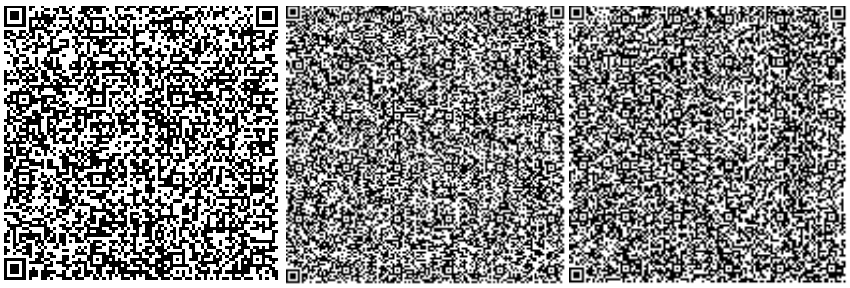
РГП "Госэкспертиза"



Хван К.А.

Советник генерального директора по техническим вопросам

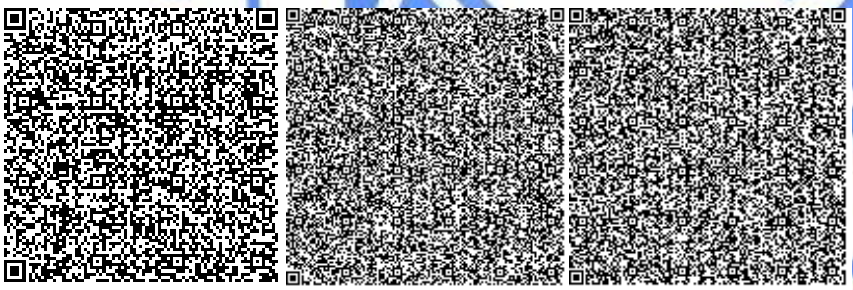
РГП "Госэкспертиза"



Жексенбай А.

Заместитель генерального директора по производству

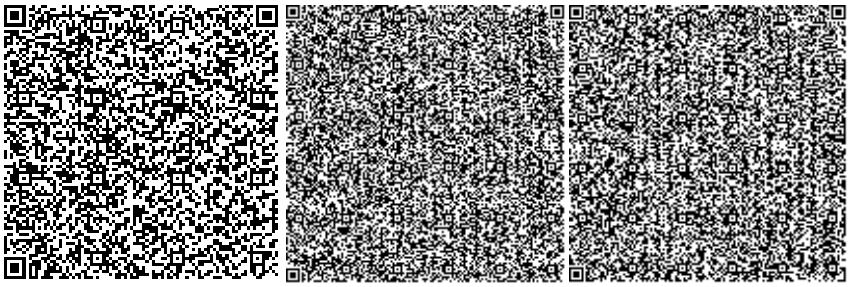
РГП "Госэкспертиза"



Койшебаева Г.С.

Главный специалист

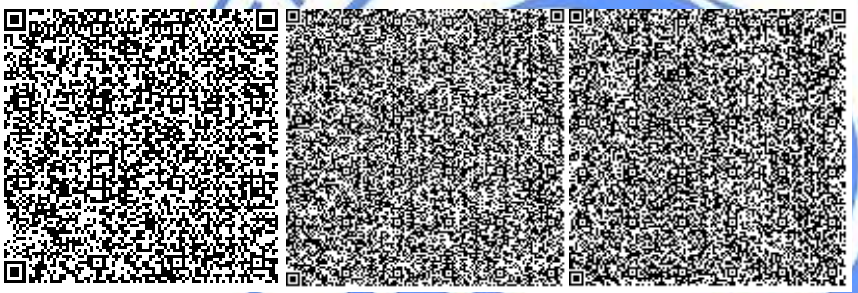
РГП "Госэкспертиза"



Ангербаева Ж.А.

Эксперт

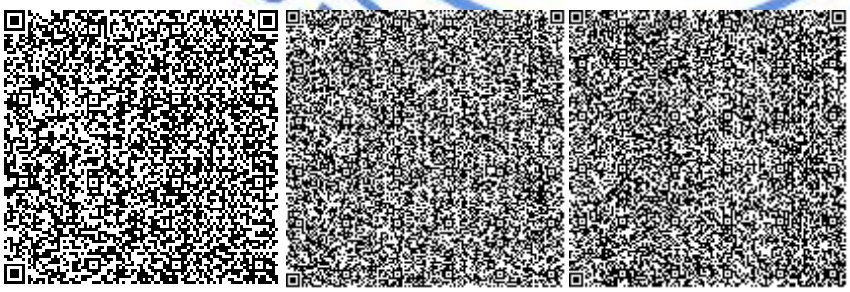
РГП "Госэкспертиза"



Турмаганбетова А.Ю.

Эксперт

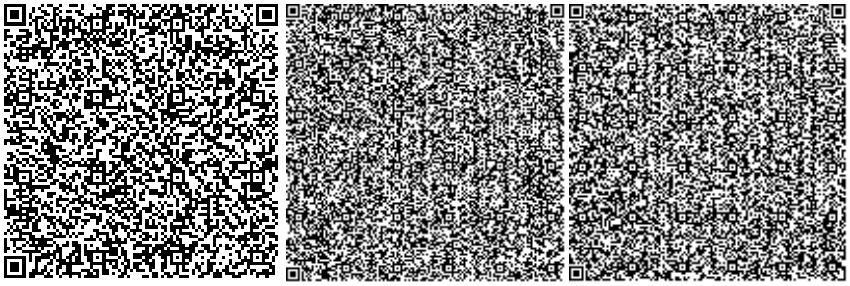
Филиал РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской и Западно-Казахстанской областям



Бердашев Б.Ж.

Эксперт

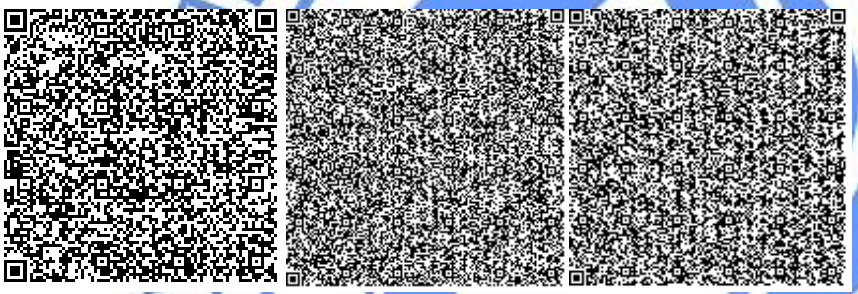
РГП "Госэкспертиза"



Ким А.

Эксперт

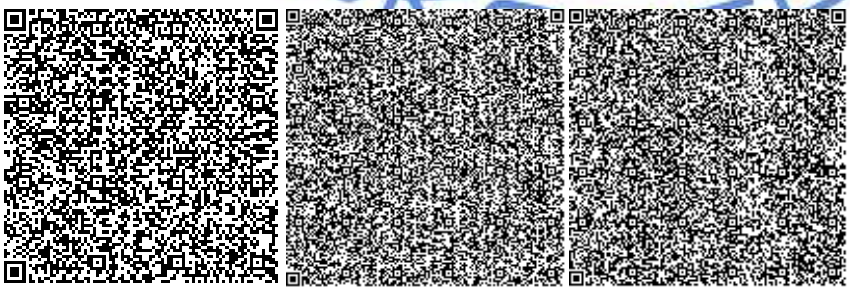
РГП "Госэкспертиза"



Танина Г.В.

Эксперт

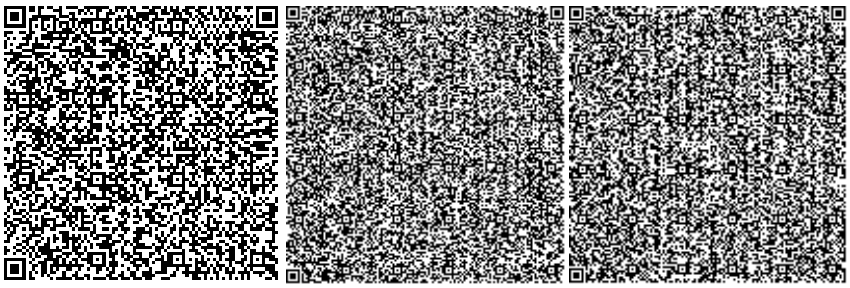
РГП "Госэкспертиза"



Искалиев А.Н.

Эксперт

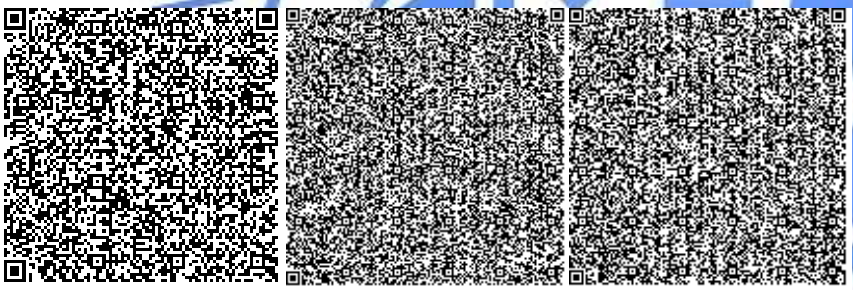
РГП "Госэкспертиза"



Заиченко Н.И.

Руководитель экспертной группы

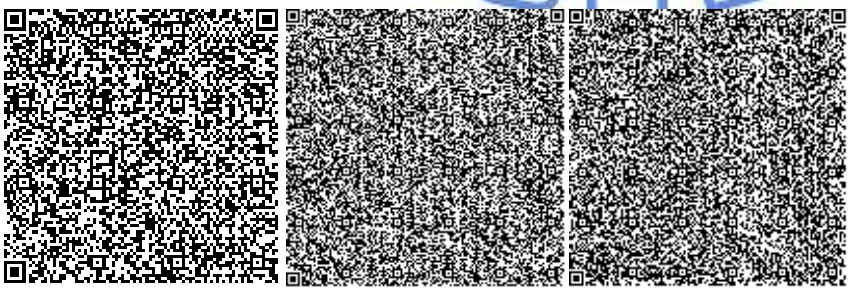
РГП "Госэкспертиза"



Омельченко Т.А.

Главный специалист

РГП "Госэкспертиза"



Номер: N061-0055/20
Дата: 29.06.2020

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ
120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzilorda-ecodep@ ecogeo.gov.kz

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВРЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
120008, город Кызылорда, ул.Желтоксан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzilorda-ecodep@ ecogeo.gov.kz

ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области»

Заключение государственной экологической экспертизы на Технико-экономическое обоснование «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорда» с предварительной оценкой воздействия на окружающую среды

Материалы разработаны – АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» (ГЛ№01284Р от 05.02.2009 г.).

Заказчик материалов проекта – ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области»

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:
- Общая пояснительная записка;
- Пред ОВОС на проект ТЭО;
- Заявление об экологических последствиях;
- публикация в СМИ, протокол учета общественного мнения по разделу «ООС»;
- план мероприятий по охране окружающей среды.

Материалы поступили на рассмотрение: 04.05.2020 г., вх. №061-03/00035.

Общие сведения. В административном отношении проектируемый объект находится в северо-западной части г. Кызылорда, Кызылординской области Республики Казахстан.

В геоморфологическом отношении участок работ расположен направобережнойтерассе р. Сырдарья, представляющей собой аллювиально-пролювиальную равнину.

Наиболее близко расположенный жилой массив – поселок Гагарина и поселок Титова. Эти районы индивидуальной и этажной застройки расположены на расстоянии порядка 500 метров северо-восточнее от теплоэлектроцентра.

Расстояние до ближайшего водного объекта реки Сырдарья составляет около 500 м. Кызылординский теплоэлектроцентр является действующим предприятием, которое располагается на северо-западной окраине г. Кызылорды. Основной деятельностью предприятия является производство тепловой и электрической энергии.

Климат района планируемых работ резко континентальный, засушливый, снедостаточным количеством осадков, малоснежной ветреной зимой и засушливым летом.Такой климатический режим обусловлен расположением внутри Евразиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами.

Континентальность климата проявляется в больших сезонных и суточных амплитудах колебания температуры воздуха. Данная территория относится к зоне с преобладающими дискомфортными погодными условиями в летний и зимний периоды

В качестве основного сырья рассматривается товарный газ (природный газ и попутный нефтяной газ).

В теплоэлектроцентре имеются паровые котлы и турбины, которые будут постепенно выводится из работы после ввода новой водогрейной котельной.

Основной целью реконструкции, является повышение надежности теплоснабжения потребителей зоны централизованного теплоснабжения г. Кызылорды, за счет модернизации существующей КОГТЭС с заменой исчерпанных ресурсов и физически изношенного оборудования со снижением выбросов NOx до нормальных значений в соответствии с нормами Республики Казахстан.

ТЭО «Модернизация и расширение Кызылординскоготеплоэлектроцентра г. Кызылорда» предусматривает последовательный вывод из работы отработавшего ресурс оборудования, проведения модернизации с установкой нового современного основного и вспомогательного оборудования для обеспечения электрической и тепловой энергии, с повышением надежности в процессе технического перевооружения работы ТЭЦ.

Реализация проекта ТЭО предусматривается осуществить в 2 очереди. Реализация проекта по модернизации Кызылординского теплоэлектроцентра позволит увеличить срок безаварийной работы и уменьшить вынужденные простои оборудования по причине аварийных отключений за счет увеличения межремонтных интервалов.

Продолжительность строительства составляет 2021-2023 гг.

При этом в 2021 году планируется начало строительства I и II очереди, в 2023 г. завершение строительства II очереди. К реконструкции ТЭЦ предполагается приступить во втором квартале2021 году, начать проектно-изыскательские работы, проектные работы, обустройство территории и далее демонтажные работы.

Общая продолжительность проведения работ по реконструкции ТЭЦ согласно календарного плана строительства – 46 месяцев. Реконструкция объекта планируется в период с апреля2021 года по ноябрь 2023 года.

Эксплуатация проектируемого объекта будет осуществляться круглогодично. Годовая продолжительность работы – 365 дней в году. Режим работы теплоэлектростанции 24 часа в сутки, в две смены по 12 часов.

Основными видами топлива для котлов являются:

-основное топливо – попутный газ МГ «Акшабулак-Кызылорда» от АГРС-1;

-резервное топливо – товарный газ МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» от АГРС-2;

-резервное топливо – для устанавливаемых водогрейных котлов – топочный мазут М-100.

Реконструкция ТЭЦ позволит:

-повысить надежность работы всего объекта, с целью увеличения ее технико-экономических показателей;

-увеличить выработку электроэнергии по наиболее экономичному теплофикационному циклу турбоагрегатов;

-увеличить паропроизводительность котлов ТЭЦ с целью повышения выработки электроэнергии.

- С настоящим ТЭО предусматриваются новая водоподготовительная установка и сооружения, с предочисткой для проектируемых установок водоподготовки подпитки котлов и теплосети, с существующей системой вдоснабжения.
- Существенных изменений в системе водоснабжения и водоотведения ТЭЦ данным ТЭО не предусмотрено.

Таким образом, планируется обновить и улучшить существующее оборудование по очистке воды, что приведет к снижению рисков и улучшению качества водных ресурсов.

Когенерационная газотурбинная электростанция(КОГТЭС)

Состоит из следующих основных оборудований:

1. Газотурбинный двигатель (ГТД) ДЖ-59ЛС – 3 шт.
2. Котел-утилизатор КУВ-30 – 3 шт.

Приводные газотурбинные установки ГТУ широко используется в промышленности и на транспорте. ГТУ различного назначения применяются для выработки электроэнергии, покрытия пиков нагрузки в энергосистемах, а также для транспортирования природного газа и закачки его в подземные хранилища.

Основными достоинствами ГТУ являются низкие массогабаритные показатели, простота эксплуатации, маневренность, полная автоматизация, возможность быстрого пуска и надежная эксплуатация в циклических режимах.

В процессе работы газотурбинных станций образуется большое количество вторичных энергоресурсов (ВЭР), которые применяются для нужд теплоснабжения промышленных и жилых зданий.

Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха.

Период строительства

На период строительства предварительно выявлено 6 временных организованных источника – выхлопные трубы отдизель генераторов, компрессора и битумоплавильной установки, и два временных неорганизованных источника – строительные площадки на каждую очередь строительства.

- Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ от источников выбросов при строительстве I очереди составляет - 4,345113283 т/год; IIочереди - 4,215306105 т/год.

- ТЭО на «Модернизация и расширение Кызылординского теплоэлектроцентра г. Кызылорды» разделен на II очереди**.** Соответственно, на период строительства выявлено6 временных организованных источников – выхлопные трубы от дизель генераторов, компрессора и битумоплавильной установки, 2 временных неорганизованных источников - строительные площадки на каждую очередь строительсва.

- Реализация проектных решений предусмотрена с проведением следующих работ:

- Землянные работы - в соответствии с проектом будут проводиться земляные работы разработки экскаватором, необходимые для прокладки траншеи и котлованов, с дальнейшей обратной засыпкой исходным грунтом, с использованием бульдозера.

- Битумные работы - необходимы для защиты от коррозии, с применением битумно-минерального покрытия.

- Сварочные работы;

- Лакокрасочные работы;

- Работа дизель-генератора, компрессора;

- Работа спецтехники (ненормируемый источник).

Начало строительства планируется на 2021г. При этом в 2021 г. планируется начало строительства1 и 2 очереди, в 2023 г. завершение строительстваII очереди.

Заправка топливом строительной техники и хранения ГСМ на участке проведения строительно-монтажных работ не предусматривается. Доставка на место строительных грузов и оборудования производится автотранспортом по существующим дорогам.

Период эксплуатации

Источники загрязнения атмосферного воздуха при вводе в эксплуатацию новых газотурбинных установок, и реконструкции котлов-утилизаторов не изменится – это дымовые трубы когенерационной газотурбинной установки №0001-0003.

Из существующих источников будут выводится из эксплуатации главный корпус с источником №0042 – Дымовая труба котла Е-220-9.8 котельной №6 и №9; цех химводоочистки с источниками №0048 – Вытяжной шкаф, №0049 – Склад прекурсоров, №6026 – Склад соли, №6027 – Склад хим. реагентов.

С вводом в эксплуатацию новой водогрейной котельной добавятся источники №0090 – Дымовая труба от водогрейных котлов; №0091 – Дымовая труба от паровых котлов.

Также при реконструкции эстакады, в связи с подводом газопровода к новой водогрейной котельной, добавится еще один источник залповых выбросов №0092 – продувочная свеча.

Основным топливным сырьем для новой водогрейной котельной является природный

и попутный газы, однако, для возможных случаев аварийных ситуаций, резервным топливом будет являться топочный мазут.

При вводе в эксплуатацию нового цеха по водоподготовке подпитки котлов и теплосети будет новый источник №0093 – Вентиляционная труба.

К организованным источникам загрязнения атмосферного воздуха когенерационной газотурбиннойэлектростанции мощностью 50 мвт в г. Кызылорде относятся:

- 3 газотурбинных установки типа ДЖ 59 ЛЗ мощностью 15,4 мВт;
- 3 котла-утилизатора по 30 Гкал/час.
- Аккумуляторная:
- Расходный бак масла турбогенератора,
- Расходный бак масла газотурбинного двигателя
- Приямок аварийного слива масла,
- Аварийный слив масла с двигателя,
- Аварийный слив масла с генератора.

Всего при реконструкции и модернизации Кызылординской теплоэлетростанции установлено 6-7 организованных источников выбросов.

Источником выделения организованных иточников №0001-0003 является:

1) Газотурбинные установки (001) – используется для выработки электроэнергии, покрытия пиков нагрузки в энергосистемах. Расход газа на газотурбину составляет – 4851нм^3/час. Мощность установки равна 15 МВт. Режим работы круглогодичный. Во время эксплуатации газотурбинной установки в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: оксид и диоксид азота, углерода оксид и метан.

2) Котел-утилизатор (002) – предназначен для утилизации тепла дымовых газов после газовой турбины. Мощность – 30 Гкал/час. Расход газа на котел – 850 м^3/час.Режим работы круглогодичный. Во время эксплуатации котла-утилизатора в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: оксид и диоксид азота и углерода оксид.

Источником выделения организованного источника №0090 является:

1) Водогрейный котлоагрегат 1 (001) – используется в зимний период для нужд теплоснабжения и в летний период для нужд горячего водоснабжения. Расход газа на котлоагрегат составляет – 6003 м^3/час. Мощность котлоагрегата равна 58,2 МВт. Во время эксплуатации котлоагрегата в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: оксид и диоксид азота и углерода оксид.

2) Водогрейный котлоагрегат 2 (002) – используется в зимний период для нужд теплоснабжения. Расход газа на котлоагрегат составляет – 10478 м^3/час. Мощность котлоагрегата равна 116,3 МВт. Во время эксплуатации котлоагрегата в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: оксид и диоксид азота и углерода оксид.

3) Водогрейный котлоагрегат 3 (003) – используется в зимний период для нужд теплоснабжения. Расход газа на котлоагрегат составляет – 10478 м^3/час. Мощность котлоагрегата равна 116,3 МВт. Во время эксплуатации котлоагрегата в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: оксид и диоксид азота и углерода оксид.

Источником выделения организованного источника №0091 является:

1) Паровой котел 1 (001) – предназначен для пароснабжения собственных нужд, и выдачи пара на производство. Расход газана котел составит 800 м^3/час. КПД – 93,5%. Работает круглогодично. Во время эксплуатации котлоагрегата в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: оксид и диоксид азота, углерода оксид и бензапирен.

2) Паровой котел 2 (002) – предназначен для пароснабжения собственных нужд, и выдачи пара на производство. Расход газа на котел составит 800 м^3/час. КПД – 93,5%. Режим работы круглогодичный. Во время эксплуатации котлоагрегата в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: оксид и диоксид азота, углерода оксид и бензапирен.

Источником выделения залпового организованного источника №0092 является:

1) Продувочная свеча (001) – производится продувка газопровода газом через концевые продувочные трубы – свечи в тупиках газопровода. Во время продувки в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: метан, углеводороды предельные С6-С10, сероводород и метилмеркаптан.

Источником выделения организованного источника №0093 является:

1) Бах хранения серной кислоты (001) – предназначен для хранения серной кислоты, используемой для коррекции pH воды. Во время хранения в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: серная кислота.

2) Бах хранения щелочи (002) – предназначен для хранения щелочи, используемой для бактерицидной обработки и предотвращения биологического загрязнения воды. Во время хранения в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: натрий гидрооксид.

3) Бах хранения коагулянта (003) – предназначен для хранения коагулянта, используемого для интенсификации процессов хлопьеобразования. Во время хранения в атмосферу выбрасываются следующие загрязняющие вещества: алюминий оксид.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ от источников выбросов на период эксплуатации – 2117,164097 тонн.

Моделирование (расчет) рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проведен без учета фоновых концентраций (письмо от 29.10.2019 г. №1328, выданное филиалом РГП на ПХВ «Казгидромет» по Кызылординской области).

Расчет рассеивания загрязняющих веществ показал, что максимальные приземные концентрации на границе жилой зоны и нормативной СЗЗ на период эксплуатации составляют менее 1 ПДК.

Санитарно-защитная зона.

Согласно представленным данным существующий размер санитарно-защитной зоны составляет 500 метров.

Однако после реализации проекта ТЭО «Модернизация и расширение Кызылординскоготеплоэлектроцентра г. Кызылорда» будет изменение санитарно-защитной зоны до 300 метров, в связи с уменьшением тепловой мощноститеплоэлектроцентра с 536 Гкал/ч до 250 Гкал/ч.

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов показал, что выбросы не превышают 1 ПДК на границе СЗЗ.

Учитывая результаты расчетов выбросов и моделирования, проведенных для реконструкции теплоэлектроцентра, можно предположить, что уровень негативного воздействия на атмосферный воздух будет незначительным в период строительных работ, по сравнению с периодом эксплуатации. Анализ результатов расчета приземных концентраций указывает, что при строительстве объектов на границе жилой зоны не превышают нормы ПДК, по: диоксиду азота – 0,0139 ПДК, углероду – 0,0021 ПДК, углеводороды предельные С12-С19 – 0,0491 ПДК, по пыли неорганической: 70-20% двуокиси кремния – 0,0009 ПДК. Выбросы ограничиваются малой продолжительностью времени.

В результате реконструкции КОГТЭС предусмотрено замена 3газовых турбин. Соответственно, значительного увеличения выбросов ЗВ (г/с, т/год) не произойдет.

Воздействие предприятия в целом на окружающую среду после реконструкции ТЭЦ значительно не изменится. Валовый выброс загрязняющих веществ, при максимальной загрузке оборудования, составит около 2117,165 тонн.

Строительство проектируемых объектов будет осуществляться силами подрядной строительной организации, которая выбирается по условиям тендера с определенной структурой машинооснащения и численным составом.

Для нормальной эксплуатации машин и механизмов, работу на участках предполагается организовать в 1 смену. Доставка рабочих к месту работы и обратно осуществляется транспортом подрядчика по проведению СМР. I очередь строительства-36 чел. II очередь строительства-908 чел.

Период эксплуатации

Общая численность ГКП «КТЭЦ» по существующему штатному расписанию в 2019 году составляла 895 человек.

Для эксплуатации вновь вводимых производственных объектов водогрейной котельной требуется численность промышленно-производственного персонала в количестве 50 человек.

Водопотребление и водоотведение.

По территории города Кызылорды в направлении с юго-востока на северо-запад на протяжении 76 км протекает река Сырдарья, которая является основной водной артерией области, протекает практически по центру области с юго-востока на северо-запад по сильно извилистому руслу со множественными протоками и рукавами в дельте и впадает в северную часть Аральского моря (Малый Арал), составляет 1280 км. Русло реки Сырдарьи неустойчиво, в зимне-весенний период нередки паводки.

Источником водоснабжения города Кызылорда на перспективу являются подземных скважины Кызылординского и Кызылжарминского месторождений подземных вод. Предусматривается использование воды на производственные, хозяйственно-бытовые нужды в период строительства.Источник питьевого водоснабжения на период строительства – централизованная система г. Кызылорды.

На период эксплуатации хозяйственно-бытовое и техническое водоснабжение осуществляется на договорной основе из водопроводных сетей г. Кызылорда ГКП «Кызылорда СуЖүйесі».

Также для производственных нужд водоснабжения осуществляется из поверхностных (река Сырдарья) (разрешение на водопользование №8-8/1001 от 01.08.2013 г.) и подземных источников (арт. скважины) (разрешение на спецводопользование №8-99/1001 от 26.10.2018 г.; №8-118/1001 от 11.09.2019 г.).

Источником производственно-противопожарного водопровода являются сети городского водопровода, собственные скважины КТЭЦ и вода из реки Сырдарья.

В настоящее время на площадке КТЭЦ включая КОГТЭС действуют следующие системы водоснабжения:

- техническое водоснабжение;
- производственно-противопожарное водоснабжение;
- хозяйственно-питьевое водоснабжение

В настоящее время на станции эксплуатируется оборотная, комбинированная система техводоснабжения летний период для охлаждения оборудования используется башенная градирня №2 БГ1200, подпитка градирни №2 осуществляется водой из артезианских скважин находящихся на балансе ТЭЦ. В зимний период охлаждение оборудования осуществляется с использованием, в качестве пруда охладителя, так называемой «акватории», замкнутый участок реки отгороженный от основного русла.

На правом берегу реки расположен водозабор, который был рассчитан на нужды КТЭЦ и Кызылординского целлюлозно-картонного завода. На береговой насосной станции установлены 4 насоса типа 32Д-19. От насосной станции вода по трём ниткам подающих водоводов 3*ø1200мм поступает на площадку ТЭЦ. На площадке КТЭЦ установлены две башенные градирни БГ1200. Градирня №1 выведена из работы и в настоящий момент не эксплуатируется. Эксплуатация градирни №2 будет завершена с выводом из работы основного оборудования КТЭЦ.

В проекте указано Баланс водопотребления и водоотведения на период эксплуатации объекта. На период строительно-монтажных работ сточные воды будут характеризоваться как хозяйственно-бытовые от деятельности рабочего персонала. Для отвода хозяйственно-фекальных стоков на территории строительной площадки будут использоваться существующие сети.

Сброс сточных вод на рельеф местности и в водные объекты не планируется, в связи с чем воздействие на поверхностные водные объекты и подземные воды не происходит.

Таким образом, производственная деятельность строительной площадки и эксплуатация объекта не окажет значимого влияния на поверхностные и подземные воды рассматриваемого региона. Строгое соблюдение технологического регламента позволяет

прогнозировать отсутствие негативного влияния производственной деятельности объекта на водные ресурсы.

Отвод хозяйственно-бытовых сточных вод и производственных стоков на период строительства и эксплуатации предусмотрен в существующие сети канализационной насосной станции, которая подает стоки в канализацию ГКП «Қызылорда суЖүйесі».

Отходы производства и потребления.

В период строительства образуются следующие виды отходов: строительные отходы, твердо-бытовые отходы, огарки электродов, тара изпод краски, отходы битума.

Ориентировочный объем образования отходов производства и потребления на период строительства составляет 171,737 тонны.

На период эксплуатации образуются следующие виды отходов: отработанные люминесцентные лампы; отработанные аккумуляторы; почва загрязненная органическими компонентами (шлам от очистки резервуаров, замасленные и замазученные шламы); отработанные масла; маслянные фильтры; промасленная ветошь; огарки электродов; отработанные автошины; твердо-бытовые отходы; смешанные металлы (объемные, отдельно накопленные кукси, части, токарная стружка, опилки); стружки, обрезки, брак лесоматериалов (отходы древесины); пластиковая упаковка из под хим. реагентов; стеклобой; мешки из под хим. реагентов.

Ориентировочный объем образования отходов производства и потребления на период эксплуатации – 141,598 тонны.

В пределах расположения Кызылординскоготеплоэлектроцентра все земли относятся к уже техногенно и антропогенно нарушенным территориям.

На рассматриваемой территории памятники истории и культуры, включенных в государственный список Кызылординской области, отсутствуют.

Растительный и животный мир.

Территория расположения Кызылординской ТЭЦ имеет типичный вид промышленной площадки техногенного ландшафта с полностью нарушенным почвенно-растительным покровом. Поверхность большей частью занята различными производственными объектами, автодороги и тротуары заасфальтированы, свободные поверхности по мере возможности благоустроены.

Редких для данного региона растений и видов, занесенных в Красную книгу, вблизи района проведения работ не выявлено.

Вывод:

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» к технико-экономическому обоснованию «Модернизация и расширение Кызылординскоготеплоэлектроцентра г. Кызылорда».

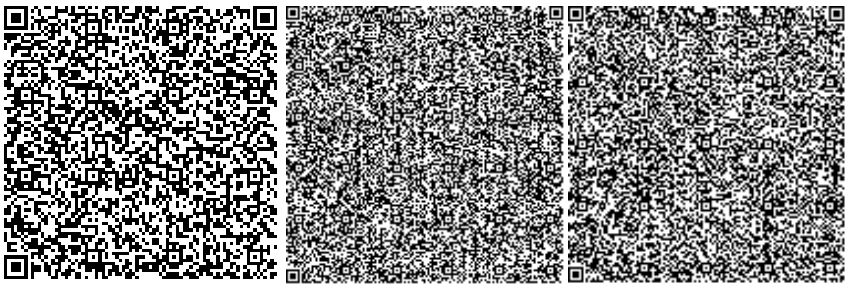
Руководитель департамента **Курманбаев М**

М. Тусмагамбетова
23-00-38

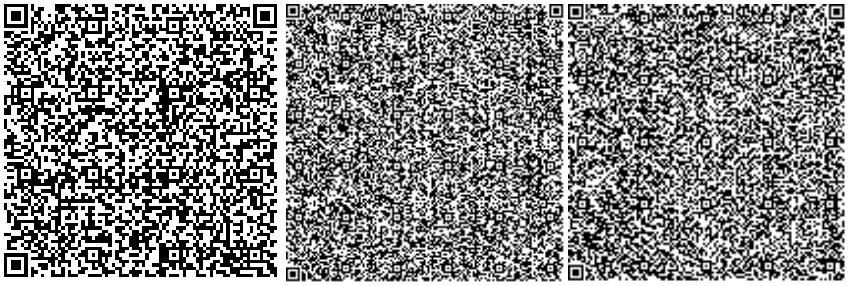
Курманбаев М.Е.

Руководитель

Республиканское государственное учреждение "Департамент Экологии по Кызылординской области комитета Экологического регулирования и контроля министерства Энергетики РК"



Тусмагамбетова М.Б.

Главный специалист

Республиканское государственное учреждение "Департамент Экологии по Кызылординской области комитета Экологического регулирования и контроля министерства Энергетики РК"