



ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ
ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, Астана қ., Мәңгілік Ел даңғылы, 8
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс
Тел.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55

010000, г. Астана, проспект Мангилик Ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

№ _____

**Заклучение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую
среду**

На рассмотрение представлены:

Заявление о намечаемой деятельности ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»

Материалы поступили на рассмотрение №KZ68RYS00455920 от 11.10.2023 г.

Общие сведения

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности: ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова», 141200, Республика Казахстан, Павлодарская область, Экибастуз Г.А., г.Экибастуз, Промышленная зона ГРЭС1, строение№2, 960840000532, НАУРЗГАЛИЕВ АСАН АКИМГАЛИЕВИЧ, 87187655125, gres1@Ekibastuz-gres1.kz

Намечаемая деятельность:

В соответствии с п. 1.5 раздела 1 Приложения 1 к Экологическому кодексу Республики Казахстан (далее – Кодекс) тепловые электростанции и другие установки для сжигания топлива с тепловой мощностью 300 мегаватт (МВт) и более проведение ОВОС является обязательным.

Район расположения намечаемой деятельности:

Промышленная площадка ТОО «Экибастузская ГРЭС-1» расположена в Павлодарской области, в 15 км к северу от г. Экибастуз на северном берегу оз. Женгельды (водохранилище-охладитель).

– на юге от станции на расстоянии 6 км находится канал им. К. Сатпаева.

– с северо-восточной стороны на расстоянии 15 км – промплощадка АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2».

– с юго-западной стороны на расстоянии 8 км на берегах оз.Ащиколь и канала им. К. Сатпаева – садово-огородные участки.

Рельеф местности большей частью степной и равнинный. На всем протяжении области с юго-востока на северозапад протекает одна из крупнейших рек Азии - Иртыш.

Территория предприятия размещается на расстоянии 6,0 км от реки Иртыш в восточном направлении

Сроки реализации:

Энергоблок №3: СМР – I кв.2026 г.- I кв. 2028 г. (25 месяцев), эксплуатация – с февраля 2028 г.

Энергоблок №4: СМР – I кв.2027 г.- IV кв.2028 г. (24 месяца), эксплуатация – с января 2029 г.

Энергоблок №5: СМР – I кв.2028 г.- IV кв.2029 г. (24 месяца), эксплуатация – с января 2030 г.

Энергоблок №6: СМР – I кв.2029 г.- IV кв.2030 г. (23 месяца), эксплуатация – с декабря 2030 г.



Энергоблок №7: СМР – I кв.2030 г.- IV кв.2031 г. (23 месяца), эксплуатация – с декабря 2031 г.
 Энергоблок №8: СМР – I кв.2031 г.- IV кв.2032 г. (22 месяца), эксплуатация – с ноября 2032 г.
Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намеряемой деятельности,

- разрешение на специальное водопользование по забору подземных вод, сброс вод
- согласование с уполномоченным органом в сфере гражданской защиты (Комитетом промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям РК)
- согласование размещения намеряемой деятельности с органами санитарно-эпидемиологического надзора

Сырье:

При выполнении строительных работ будет задействована спецтехника – Автомобильный кран, Автомобиль грузовой, Автосамосвал (3 ед., одновременно).

Сварочные электроды – 11871,88 кг, 16027,04 ч/период; проволока сварочная Св-08А – 47,629 кг, 38,10 ч/период; ПБС - 9571,0228 кг, 12920, 88081 ч/период; ацетилен-кислород - 17516,6 кг, 2154,360 ч/период;

ЛКМ – 980,701 кг, 5970 ч/период,

щебень фр. 40-80 мм - 124,8376 т, песок строительный – 38,319 т; цемент - 0,32310 т; битум и мастика битумная - 0,35 т, 28,4579 ч/период; ПОС-30, ПОС-40, ПОС- 61- 29,41421 кг;

материалы теплоизоляционные (минвата, стекловата, базальтовая вата); трубы стальные; лесоматериалы; металлопрокат (арматура, уголки, швеллеры); кабели и провода на напряжение 1000 В и более; монтажные и электроустановочные материалы и изделия; арматура для трубопроводов и водозаборная

Краткое описание технологии:

Модернизация котлов типа П-57-3М энергоблоков ст. №3-8 ЭГРЭС-1 (каждый энергоблок по 500 МВт). Котлы марки П-57-3М паровые, проектная паропроизводительность которых составляет 1650 т/час каждого.

Топочные камеры котлов имеют вихревые горелки, расположенные в два яруса. Уголь сжигается в пылевидном состоянии.

В качестве топлива для Экибастузской ГРЭС-1 используется Экибастузский каменный уголь марки КСН. В качестве растопочного топлива для энергетических котлов применяется топочный мазут марки 100.

В настоящее время высокоэффективное очистное оборудование от выбросов пыли неорганической содержащей двуокись кремния 70-20% установлено:

- электрофильтры фирмы “Альстом Пауэр Ставан” (энергоблоки ст.№№2, 7, 8, с 2024 года – энергоблок ст.№1)
- электрофильтры фирмы “Lodge Cottrell” (энергоблок ст.№№3-6).

КПД очистки по пыли проектн /факт электрофильтров:

на энергоблоке №1 (с 2024 г) – 99,438 / 99,44%

на энергоблоке №2 (2013 г) – 99,438 / 99,44%

на энергоблоке №3 (2013 г) – 99,6 / 99,44%

на энергоблоке №4 (2013 г) – 99,6 / 99,51%

на энергоблоке №5 (2010 г) – 99,6 / 99,48%

на энергоблоке №6 (2012 г) – 99,6 / 99,5%

на энергоблоке №7 (2013 г) – 99,438 / 99,33%

на энергоблоке №8 (2013 г) – 99,438 / 99,28%

Снижение концентраций оксидов азота осуществляется путем оптимизации процессов сжигания топлива в котлах (режимно-технологические) методы.



Проектная мощность 4000 МВт станции. Текущая располагаемая мощность – 3500 МВт;
 Модернизация котлов типа П-57-3М энергоблоков ст. №3-8 ЭГРЭС-1 позволит путем установки новых низкоэмиссионных горелочных устройств и организации процесса горения снизить количество оксидов азота NOx в уходящих газах не выше 600 мг/нм³ (при $\alpha=1,4$ на сухие д.г.)

В проекте учтен опыт внедрения технологических методов снижения выбросов NOx на пылеугольных котельных установках, а именно ступенчатого сжигания высокосольных каменных углей

Реализация поставленных задач заключается в разработке конструкции горелок, сопел и прочих элементов системы сжигания на основе теплового и аэродинамического расчетов котла и системы пылеприготовления.

Рабочим проектом предусматриваются следующие основные объемы работ, планируемые к реализации на всех котлах энергоблоков ст. №3-8:

- Замена горелок на низкоэмиссионные;
- Установка воздушных сопел;
- Реконструкция пылегазовоздухопроводов с установкой пыледелителей, дополнительных клапанов, компенсаторов, расходомеров, опорно-подвесной системы;
- Реконструкция площадок обслуживания и металлоконструкций;
- Реконструкция боковых экранов НРЧ с разводкой экранных труб под новые горелки, сопла пристенного и третичного дутья;
- Устройство двухсветных экранов с подводящими и отводящими трубопроводами и опорно-подвесной системой
- Замена вентиляторов первичного воздуха
- Замена вентилятора рециркуляции первичного воздуха;

Основные параметры модернизированного котла остаются неизменными:

- Номинальный массовый расход свежего пара - 1650 т/ч;
- Расход промежуточного пара - 1364 т/ч;
- Температура свежего/промежуточного пара за котлом - 545/545 оС;
- Давление свежего пара за котлом - 255 кг/см²;
- Температура промежуточного пара перед котлом - 328 оС;
- Давление промежуточного пара на выходе из котла - 40 кг/см²; Температура питательной воды - 277оС.

Основные технические решения, принятые при разработке реконструкции, заключаются в следующем:

- Реконструкция проведена с минимальным изменением существующего оборудования при сохранении основного каркаса котла; воздухопроводы (за исключением обвязки новых топочно-горелочных устройств) и газоходы сохранены.
- Котлы рассчитаны для работы на Экибастузском угле с теплотворной способностью $Q_r=3800$ ккал/кг.
- Дополнительно к существующим поверхностям нагрева устанавливаются двухсветные экраны в топке.
- На всех котлах сохранена система пылеприготовления прямого вдувания с размолотом топлива в молотковых мельницах типа ММТ-2600/2550/590К
- Сушка топлива осуществляется горячим воздухом с присадкой холодного воздуха;



- Для снижения образования оксидов азота до 600 мг/нм при $\alpha=1,4$, повышения устойчивости горения топлива принят ряд проектно-конструкторских решений по схеме сжигания топлива и конструкции топочно-горелочных устройств, включающий:
- двухъярусное расположение низкоэмиссионных вихревых пылеугольных горелок (24 шт.) на боковых стенах топочной камеры, расположенных по встречной схеме;
- организация пристенного дутья вдоль фронтальной и задней стенок в районе установки основных горелок;
- поярусную схему подключения мельниц к основным горелкам;
- установку над горелками воздушных сопел третичного дутья (OFA) в 2 яруса встречно для дожигания продуктов неполного сгорания в верхней части топки.

Технические решения для всех шести котлов аналогичные.

Достигается снижение оксидов азота в уходящих газах за счет реализации следующих мероприятий:

- применения системы двухступенчатого сжигания. Основная часть топлива $\sim 90\%$ сжигается при избытке воздуха $\alpha=0,8...0,9$ в основных горелках. Для дожигания топлива выше зоны горелок подается третичный воздух в количестве 17% от BPV_0 .
- установки низкоэмиссионных турбулентных горелок с низким выходом оксидов азота.

В конструкции горелок используется принцип двухступенчатого сжигания топлива в пределах факела каждой отдельной горелки (горизонтальная стадийность). Вторичный воздух делится на два потока с разными параметрами крутки. Внутренний поток закручивается и служит для стабилизации факела. Наружный канал имеет больший параметр крутки, и часть воздуха отрывается от основного потока пыли на начальном участке факела в зоне выхода и воспламенения летучих веществ. Первичное горение происходит с коэффициентом избытка воздуха ниже единицы. Недостаток воздуха в этой зоне способствует превращению азота, содержащегося в топливе, в молекулярный

Использование водных ресурсов:

Источником водоснабжения ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" является "Канал имени Каныша Сатпаева", на котором находятся два водозабора на нужды ХВО и открытый канал подпитки водохранилища.

Вода на хозяйственно-питьевые, технические и противопожарные нужды ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" подается по двум системам с забором воды из "Канала имени Каныша Сатпаева" двумя водоводами технической воды на нужды ХВО от общего водозабора для ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

На весь период СМР водоснабжение питьевого качества из централизованных сетей на хозяйственно-бытовые нужды составит 6863,25 м³, объем воды технического качества составит 1315,6 м³

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Континентальный климат района намечаемой деятельности, проявляющаяся в большой амплитуде колебаний температуры воздуха, в сухости воздуха и незначительном количестве атмосферных осадков.

В атмосферно-циркуляционном отношении исследуемый район большую часть года находится под влиянием отрога азиатского антициклона при юго-западных, а летом - западных господствующих ветрах, прорываемых сравнительно кратковременными северо-западными потоками холодных арктических и западными потоками атлантических масс воздуха.

По климатическим условиям район относится к степной зоне с резко-континентальным климатом и, как правило, устойчивой суровой зимой с метелями, коротким, сухим и жарким летом, короткой весной с интенсивным повышением температуры воздуха.



Район расположения проектируемого объекта характеризуется небольшим количеством выпадающих осадков.

Среднее многолетнее количество осадков составляет 264,8 мм при колебаниях в отдельные годы по станции Павлодар от 114,4 до 260,0 мм.

Выбросы:

Общее количество выбросов на 1 этап строительства (Энергоблок №3) ориентировочно составит: 0,22772303 г/сек, 6,3156986 т/год.

Период СМР: (с учетом выбросов от автотранспорта): (0123) Железо (II, III) оксиды 3 кл. - 0,041600 г/сек, 0,277712 т/год; (0143) Марганец 2 кл. - 0,000514 г/сек, 0,017548 т/год; (0168) Олово оксид 3 кл. - 0,000008 г/сек, 0,000008 т/год; (0184) Свинец и его неорг. соединения 1 кл. - 0,000014 г/сек, 0,000015 т/год; (0301) Азота (IV) диоксид 2 кл. - 0,018311 г/сек, 1,786057 т/год; (0304) Азот (II) оксид 3 кл. - 0,004404 г/сек, 0,290233 т/год; (0328) Углерод 3 кл. - 0,001556 г/сек, 0,124270 т/год; (0330) Сера диоксид 3 кл. - 0,002444 г/сек, 0,190050 т/год; (0337) Углерод оксид - 0,024481 г/сек, 1,382933 т/год; (0342) Фтористые газообр. соедин. 2 кл. - 0,000153 г/сек, 0,000041 т/год; (0344) Фтористые неорганические соедин. 2 кл. - 0,000216 г/сек, 0,004946 т/год; (0616) Ксилол 3 кл. - 0,013002 г/сек, 0,106602 т/год; (0621) Толуол 3 кл. - 0,021517 г/сек, 0,023238 т/год; (0703) Бенз(а)пирен 4 кл. - 0,00000003 г/сек, 0,0000022 т/год; (1210) Бутилацетат 4 кл. - 0,004165 г/сек, 0,004498 т/год; (1325) Формальдегид 2 кл. - 0,000333 г/сек, 0,024145 т/год; (1401) Пропан-2-он (ацетон) 4 кл. - 0,004512 г/сек, 0,009746 т/год; (2732) Керосин - кл. - 0,003670 г/сек, 0,035338 т/год; (2752) Уайтспирит - кл. - 0,007745 г/сек, 0,160616 т/год; (2754) Углеводороды пред. C12-C19 4 кл. - 0,008000 г/сек, 0,603978 т/год; (2908) Пыль неорг. (SiO₂) 70-20% 3 кл. - 0,036438 г/сек, 0,666732 т/год; (2909) Пыль неорг. менее SiO₂ 20% 3 кл. - 0,021840 г/сек, 0,424992 т/год; (2930) Пыль абразивная - кл. - 0,012800 г/сек, 0,002995 т/год.

В последующие этапы строительства (Энергоблок №4, Энергоблок №5, Энергоблок №6, Энергоблок №7, Энергоблок №8) количество выбросов будет аналогично 1 этапу строительства.

Общее количество за весь период СМР 2026 – 2032 гг. ориентировочно составит: 1,3663382 г/сек, 36,710752 т/год.

Период эксплуатации: Энергоблок №3 - (0301) Азота (IV) диоксид 2 кл. - 208,5963277 г/сек, 5266,17052 т/год; (0304) Азот (II) оксид 3 кл. - 33,89690325 г/сек, 855,7527096 т/год; Энергоблок №4 - (0301) Азота (IV) диоксид 2 кл. - 209,8776319 г/сек, 5820,46899 т/год; (0304) Азот (II) оксид 3 кл. - 34,10511518 г/сек, 945,8262109 т/год; Энергоблок №5 - (0301) Азота (IV) диоксид 2 кл. - 210,4755739 г/сек, 5314,226017 т/год; (0304) Азот (II) оксид 3 кл. - 34,20228075 г/сек, 863,5617278 т/год; Энергоблок №6 - (0301) Азота (IV) диоксид 2 кл. - 210,4755739 г/сек, 5834,712304 т/год; (0304) Азот (II) оксид 3 кл. - 34,20228075 г/сек, 948,1407495 т/год; Энергоблок №7 - (0301) Азота (IV) диоксид 2 кл. - 210,4755739 г/сек, 4913,368895 т/год; (0304) Азот (II) оксид 3 кл. - 34,20228075 г/сек, 798,4224455 т/год; Энергоблок №8 - (0301) Азота (IV) диоксид 2 кл. - 210,4755739 г/сек, 4915,649281 т/год; (0304) Азот (II) оксид 3 кл. - 34,20228075 г/сек, 798,7930082 т/год.

После реализации всех проектных решений выбросы по оксидам азота NO_x снизятся на 23%, что составляет: 610,4947485 г/сек, 15522,76473 т/год.

Сбросы Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют.

Отходы:

Период СМР:

– ТБО. Ориентировочный объем образования отхода - 915,1 тонн/период. Сбор в герметичном контейнере с крышкой, на специально оборудованной площадке, с последующим вывозом на полигон ТБО. Накопление не более 1 недели. Код отхода - 20 03 01. Огарки сварочных



электродов. Ориентировочный объем образования отхода - 1,0686 тонн. Сбор (накопление не более 6 месяцев) осуществляется в металлическом контейнере на бетонированной площадке, затем передается на спец.предприятие. Код отхода - 12 01 13.

– Строительные отходы. Ориентировочный объем образования отходов – 2221,425 тонн. Сбор (накопление не более 6 месяцев) осуществляется на бетонированной площадке, затем передается на спец.полигон. Код отхода – 17 09 04. Отходы бетона. Ориентировочный объем образования отходов – 51,24 тонн. Сбор (накопление не более 6 месяцев) осуществляется на бетонированной площадке, затем передается на спец.полигон. Код отхода – 17 01 07. Отходы черных металлов. Ориентировочный объем образования отходов – 2957,9762 тонн. Сбор (накопление не более 6 месяцев) осуществляется на бетонированной площадке, затем передается на спец.полигон. Код отхода – 19 12 02.

– Тара из-под краски. Ориентировочный объем образования отходов – 0,42 тонн/период. Сбор (накопление не более 6 месяцев) осуществляется в металлическом контейнере на бетонированной площадке, затем передается на спец.предприятие. Код отхода - 08 01 17 *.

В процессе разработки месторождения будут образовываться вскрышные скальные породы.

Мероприятия по охране окружающей среды:

- 1) Проведение производственного экологического контроля путем мониторингового исследования за состоянием атмосферного воздуха на организованных источниках и границе СЗЗ.
- 2) Проведение предупредительно-профилактических работ для устойчивой и бесперебойной работы технологического оборудования.
- 3) Благоустройство и озеленение территории предприятия и СЗЗ.

Выводы

На основании ст.72 Экологического Кодекса Республики Казахстан необходимо проведение оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду.

В отчете о возможных воздействиях необходимо предусмотреть:

1. Необходимо проект отчета о воздействии оформить в соответствии со ст.72 Экологического Кодекса Республики Казахстан (*далее – Кодекс*) и Приложением 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 (*далее – Инструкция*).
2. В соответствии с п. 3, 4, 5 Приложения 2 к Инструкции в Проекте отчета необходимо указать возможные варианты осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду, включая вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, описание других возможных рациональных вариантов, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды
3. Согласно материалам, выданного экологического разрешения на воздействие на 2023 год, проектная эффективность очистки по пыли неорганической содержащей двуокись кремния 70-20% для установленных на блоках ст. №№2,7,8 – электрофильтров типа «АльстомПауэрСтаван» и на блоках ст. №№3,4,5,6 – электрофильтров типа «LodgeCottrel» свыше 99%. Очистка от остальных загрязняющих веществ (диоксид серы, оксид углерода, оксиды азота) существующей технологией сжигания топлива не предусмотрена.



Данным заявлением намечаемой деятельности предусмотрены технические решения по снижению эмиссий оксидов азота.

Необходимо рассмотреть совокупность техник одновременного снижения эмиссий нескольких загрязняющих веществ, например: оксидов серы и азота в соответствии с проектом Справочником НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» по (таблица 4.5 раздела 4.1.4).

Также, необходимо рассмотреть вариант установки пылегазоочистного устройства с целью одновременного снижения эмиссий в атмосферу.

Кроме того, согласно таблицы 6.18. эмиссий в атмосферу, связанные с применением НДТ для NOx в воздухе при сжигании угля составляет среднегодовое значение – 180-230 мг/нм³, среднесуточное значение – 210-250 мг/нм³.

4. В Заявлении о намечаемой деятельности дается описание текущего состояния намечаемой деятельности. Необходимо указать описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности – растительного покрова, подземных вод, радиационный фон

Согласно пп.1 п. 4 Инструкции необходимо предоставить информацию по результатам производственного мониторинга (для действующих предприятий) атмосферного воздуха, подземных и поверхностных вод, почвенных ресурсов за трехлетний период (2020-2022 гг.) и 9 мес. 2023 г, в том числе наличие ИЗА, максимальных превышений концентраций загрязняющих веществ.

5. Согласно пп. 5 п. 1 Инструкции необходимо указать информацию о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах;

6. В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу необходимо предусмотреть следующее:

- исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов предусмотреть дороги с организацией пылеподавления. Кроме того, предусмотреть мероприятия по пылеподавлению при выполнении земляных работ.

- организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей

- организация а/дорог для транспортировки материалов, оборудования, отходов, и др. грузов вне населенных пунктов;

- исключения выбросов углеводородов предусмотреть при наливке углеводородов (нефти, ГСМ и др) в резервуары и автоцистерны методом «под слой», а также оснащение резервуаров газоравнительной системой в соответствии с п. 74, 75 Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов, утв. Приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 15 июня 2021 года №286.

7. Согласно пп. 8 п. 1 Инструкции необходимо предоставить информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия;



8. Необходимо представить сравнительный анализ нормативных и фактических эмиссий (г/с, т/год, мг/м³) по оксидам азота до внедрения технологии снижения оксидов азота и после внедрения указанной технологии.

9. Согласно пп. 9 п. 1 Инструкции необходимо предоставить) информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования.

10. Необходимо предусмотреть внедрение автоматизированной системы мониторинга в соответствии с п.8 Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля, утвержденного Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года №208.

11.Предусмотреть мероприятия по посадке зеленых насаждений согласно требованию приложения 3 Кодекса.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №КР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ. При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

12.Необходимо рассмотреть вопрос разработки наилучших доступных техник (НДТ) и получения комплексного экологического разрешения.

13.Согласно п.7 Правил проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы.

14.В соответствии со ст. 77 Кодекса составитель отчета о возможных воздействиях, инициатор несут ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие полученных сведений о воздействиях на окружающую среду и представление недостоверных сведений при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

Заместитель председателя

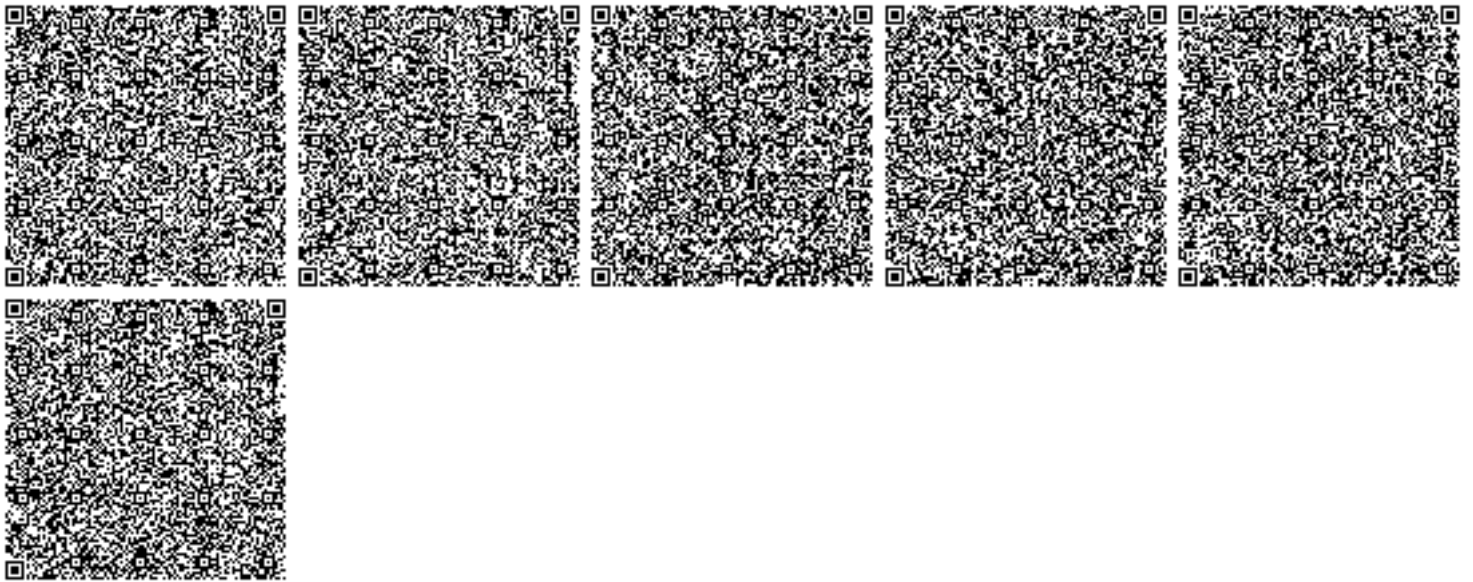
Исп. Сарсенова740867

Е. Кожиков

Заместитель председателя

Кожиков Ерболат Сельбаевич





ПРОЕКТ

**Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1
с целью снижения выбросов окислов азота NO_x**

Том 2

Общая пояснительная записка

007-257/22-ОПЗ

Генеральный директор

ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ»

Пешков В.А

Главный инженер проекта

ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ»

Проскуряков В.А.

г. Павлодар 2023 год



Деятельность ТОО НПФ "СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ" осуществляется на основании Государственных лицензий:

- ГСЛ № 005175-1 от 5 июня 2001 года, выданной ГУ «Управление Государственного архитектурно-строительного контроля Павлодарской области».
- ГСЛ I Категория № 13004232 от 03 июня 2013 года, выданной «Агентство Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства» г. Астана.

Документация разработана в соответствии с нормами, правилами, инструкциями, стандартами и другими законодательными документами для строительства, действующими на территории Республики Казахстан, и обеспечивает безопасную эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении предусмотренных в проектной документации мероприятий.

Гл. инженер проекта

Проскуряков В.А.

Состав проекта

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	007-257/22-ПП	Паспорт проекта	
2	007-257/22-ОПЗ	Общая пояснительная записка	
2.1	007-257/22-ИТМ	Инженерно-технические мероприятия	
3		Графическая часть:	
3.1	007-257/22-ТМ	Тепломеханические решения	
3.2	007-257/22-АС	Архитектурно-строительные решения	
3.3	007-257/22-ЭМ	Электротехнические решения	
3.4	007-257/22-АТМ	Система автоматизации	
4	РС/KAS/21-261779-ПОС	Проект организации строительства	
5	РС/KAS/21-261779-СМ	Сметная документация	
6	РС/KAS/21-261779-ОВОС	Оценка воздействия окружающей среды (ОВОС)	ТОО «ТЕХЭКО»
		Экспертное заключение по техническому обследованию и оценки технического состояния конструкций каркаса котла П-57-3М ст. №3	ТОО «Industrial Project KZ»

Содержание пояснительной записки

Обозначение	Наименование	Примечание
Раздел 1	Общие данные	
Раздел 2	Технологические решения	
Раздел 3	Система автоматизации	
Раздел 4	Электротехнические решения	
Раздел 5	Архитектурно-строительные решения	
Раздел 6	Управление производством предприятием, организация условий и охрана труда персонала	
Раздел 7	Эффективность инвестиций	

Оглавление

РАЗДЕЛ 1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ 9

1.1	<u>Наименование объекта строительства</u>	1-9
1.2	<u>Место реализации</u>	1-9
1.3	<u>Заказчик</u>	1-9
1.4	<u>Проектная организация</u>	1-9
1.4	<u>Источник финансирования</u>	1-9
1.5	<u>Период реализации проекта</u>	1-9
1.6	<u>Исходные документы для разработки Проекта</u>	1-10
1.7	<u>Место размещения предприятия</u>	1-10
1.8	<u>Климатические условия площадки строительства</u>	1-11
1.9	<u>Инженерно-геологические и гидрогеологические условия площадки строительства</u>	1-12
1.10	<u>Основные технические решения</u>	1-13

РАЗДЕЛ 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ 2-3

2.1	<u>Ведение</u>	2-3
2.1.1	<u>Общие данные</u>	2-3
2.1.2	<u>Краткое описание существующей части</u>	2-4
2.1.3	<u>Район и особые условия строительства</u>	2-5
2.1.3.1	<u>Климатические условия района строительства</u>	2-5
2.1.3.2	<u>Краткая характеристика площадки ГРЭС-1</u>	2-6
2.1.3.3	<u>Особые условия строительства</u>	2-8
2.2	<u>Топливо</u>	2-8
2.3	<u>Тепловые и электрические нагрузки ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"</u>	2-10
2.4	<u>Главный корпус ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"</u>	2-11
2.4.1	<u>Существующие компоновочные решения</u>	2-11
2.4.2	<u>Компоновка оборудования в ячейке котла</u>	2-12
2.5	<u>Тепловая схема Экибастузской ГРЭС-1</u>	2-13
2.6	<u>Основные технические решения реконструкции Экибастузской ГРЭС-12</u>	2-13
2.6.1	<u>Система пылеприготовления и сжигания. Тягодутьевое оборудование</u>	2-14
2.6.2	<u>Вентилятор первичного воздуха (ВПВ)</u>	2-15
2.6.3	<u>Вентилятор рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ)</u>	2-17
2.6.4	<u>Топочно-горелочные устройства</u>	2-20

2.6.4.1	Принципиальная компоновка топочно-горелочных устройств и топливно-воздушный баланс	2-20
2.6.4.2	Горелочные устройства	2-23
2.6.4	Топочная камера	2-29
2.7	Основные компоновочные решения	2-30
2.7.1	Тягодутьевое оборудование	2-30
2.7.2	Вентилятор рециркуляции вторичного воздуха	2-30
2.7.3	Вентилятор первичного воздуха	2-30
2.7.4	Вентилятор рециркуляции первичного воздуха	2-31
2.8	Основные изменения в конструкции пылегазовоздухопроводов	2-32
2.8.1	Воздуховоды холодного воздуха	2-32
2.8.2	Воздуховоды холодного воздуха	2-33
2.8.3	Воздуховоды горячего воздуха	2-33
2.8.4	Воздуховоды горячего воздуха на всас дутьевых вентиляторов. Тракт «Е3»	2-34
2.8.5	Рециркуляция в первичный воздух. Тракт «Е1»	2-34
2.8.6	Рециркуляция во вторичный воздух. Тракт «Е2»	2-35
2.8.7	Реконструкция пылепроводов с пыледелителями	2-35
2.8.8	Воздуховоды горячего воздуха к мельницам. Тракт «В1»	2-36
2.8.9	Вновь монтируемые тракты воздуховодов	2-36
2.7	Технико-экономические и экологические показатели	2-40
2.8	Станционные трубопроводы в главном корпусе	2-40
2.9	Механизация ремонтных работ	2-42
2.10	Применение малоотходных и безотходных технологий, повторное использование тепла и стоков	2-43
2.11	Вредные выбросы в атмосферу и технические решения по их сокращению	2-45
2.12	Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению	2-46

РАЗДЕЛ 3. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1	Общие данные	3-2
3.1.1	Характеристика объекта автоматизации	3-2
3.1.2	Структура системы управления	3-5
3.1.3	Теплотехнический контроль	3-7

РАЗДЕЛ 4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	4-2
4.1 Общие данные.....	4-2
4.2 Краткое описание существующей электрической части.....	4-2
4.3 Основные технические решения.	4-3
РАЗДЕЛ 5 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ	5-2
5.1 Общие данные.....	5-2
Местоположение и характеристика строительного участка	5-2
Климатические условия площадки строительства	5-2
5.1.1 Инженерно-геологические условия условия площадки строительства	5-3
5.1.2 Инженерно-строительные условия.	5-3
5.1.3 Требования по демонтажу.....	5-3
5.2 Архитектурно-планировочные и конструктивные решения.	5-4
5.2.1 Опорные конструкции технологических трубопроводов.	5-4
5.2.2 Площадки обслуживания технологических трубопроводов.	5-4
5.2.3 Фундаменты под оборудование.....	5-5
5.3 Защита строительных конструкции от коррозии....	5-5
РАЗДЕЛ 6. УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ, ПРЕДПРИЯТИЕМ, ОРГАНИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ ОХРАНЫ ТРУДА РАБОТНИКОВ	6-2
6.1 Организационная структура управления предприятием и отдельными подразделениями.....	6-2
6.1.1 Организационная структура управления предприятием	6-2
6.1.2 Оперативное управление электростанцией.....	6-6
6.1.3 Организация труда эксплуатационного и ремонтного персонала ..	6-9
6.2 Численность промышленно-производственного персонала. Квалификационный состав работающих.	6-11
6.2.1 Общие сведения о численном и квалификационном составе персонала предприятия.	6-11
6.3 Санитарно-гигиенические условия труда работающих	6-12
6.4 Мероприятия по охране труда и техники безопасности	6-13
6.4.1 Охрана труда и техника безопасности в период строительного- монтажных работ	6-13
6.4.2 Технологические решения	6-15

6.4.3	<u>Строительные решения</u>	6-18
6.4.4	<u>Мероприятия по снижению производственных шумов и избытков тепла</u>	6-19
6.4.5	<u>Автоматизация. Система управления технологическими процессами</u>	6-19

РАЗДЕЛ 7. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ 7-2

7.1	<u>Общие сведения</u>	7-2
7.2	<u>Методология оценки</u>	7-3
7.3	<u>Основные характеристики проекта</u>	7-4
7.4	<u>Сроки и стоимость строительства</u>	7-5
7.5	<u>Предполагаемые источники и схемы финансирования</u>	7-10
7.6	<u>Производственная программа</u>	7-11
7.7	<u>Финансовый анализ проекта</u>	7-13
7.8	<u>Технико-экономические показатели проекта</u>	7-16
7.9	<u>Выводы</u>	7-18
7. 10	<u>Расчетные таблицы</u>	7-19

РАЗДЕЛ 1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ

1.1 Наименование объекта строительства

Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x

1.2 Место реализации

Республика Казахстан, Павлодарская область, г. Экибастуз, ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Булата Нуржанова»

1.3 Заказчик

ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Б.Нуржанова»
Республика Казахстан, Павлодарская область, г. Павлодар, Промышленная зона ГРЭС-1, строение 2
БИН 960840000532

1.4 Проектная организация

ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ», г. Павлодар. (Государственная лицензия №13004232 от 13 марта 2013 года на проектную деятельность 1 категории, выданная Агентством РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства).

1.4 Источник финансирования

Источник финансирования – собственные средства ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Б.Нуржанова»

1.5 Период реализации проекта

В соответствие протоколом от 01.12.2023г., также письмо №003-6461 от 29.11.2023г., реализация проекта будет выполняться в шесть очередей.

Планируемые Заказчиком сроки строительства:

- начало строительства – 2026
- окончание строительства – 2032

1.6 Исходные документы для разработки Проекта

Основанием для разработки Проекта являются:

1. Задание на проектирование Проекта «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x », приложение к договору № 007-257/22 от 07.10.2022г.
2. Договор от № 007-257/22 от 07.10.2022г. на разработку Проекта «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x »
3. Экспертное заключение № 52/23 от 25.09.2023г. по техническому обследованию и оценки технического состояния конструкций каркаса котла П-57-3М ст. №3

- АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО»)
- ТОО НПФ «СЕВКАЗЭНЕРГОПРОМ»;
- ТОО «ТЕХЭКО»
- ТОО «Industrial Project KZ»

В качестве исходных данных для выполнения Проекта использовались следующие документы и материалы:

- Протоколы совещаний по разработке Проекта и исходные материалы, предоставленные Заказчиком;
- Проектные материалы существующей части главного корпуса ТОО «ЭГРЭС-1»;
- Техническое предложение и документация завода-изготовителя оборудования АО «ЗиО»

1.7 Место размещения предприятия

Экибастузская ГРЭС-1 — крупнейшая в Казахстане тепловая электростанция в городе Экибастуз Павлодарской области Казахстана. Проектная установленная мощность Экибастузской ГРЭС-1 — 4000 МВт.

Строительство первых объектов Экибастузской ГРЭС-1 берёт своё начало в январе 1974 года.

Электростанция расположена на северном берегу озера Женгельды, в 16 км севернее г. Экибастуза, Павлодарской области. Станция строилась в рамках проекта СССР по созданию экибастузского топливно-энергетического комплекса (ЭТЭК). Местоположение станции определила её близость к основным

угледобывающим разрезам Казахстана Экибастузского угольного бассейна (так, в 25 км восточнее расположен крупнейший в мире разрез «Богатырь»). Источником водоснабжения станции является водохранилище, созданное в котловине озера Женгельды и заполняемое водой из канала «Иртыш-Караганда имени Сатпаева».

Площадка расположена на всхолмленной местности и сложена из высокоплотных суглинков со щебнем. Главный корпус располагается параллельно урезу водохранилища. Перед фронтом машзала располагаются блочные насосные техводоснабжения с глубинным водозабором.

1.8 Климатические условия площадки строительства

Климат района резко континентальный. Территория Экибастузского района находится очень далеко от океана и открыта для ветров с запада и севера, это создаёт возможность поступления различных по свойствам воздушных масс, что способствует значительной контрастности погодных условий. Для региона характерна морозная, умеренно-суровая зима и тёплое лето. Краткие климатические характеристики района строительства представлены в таблице ниже.

Климатические характеристики района строительства площадки Экибастузской ГРЭС-1

Наименование показателя	Величина	Обоснование
Климатический район	IIIА	СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.1.
Максимальная глубина проникновения нулевой изотермы в грунт – 0,90 – 0,98	>200 см >250 см	СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.2.
Базовая скорость ветра	40 м/с	СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.3.
Давление ветра	1,0кПа	СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.3.
Абсолютная минимальная температура воздуха	-43,1°С	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью – 0,98 – 0,92	-39,3°С -38,3°С	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью – 0,98 – 0,92	-36,6°C -32,8°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Температура воздуха обеспеченностью 0,94	-22,0°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Абсолютная максимальная температура воздуха	42°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Средняя годовая температура воздуха	3,9°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.3
Средняя за год амплитуда температуры воздуха	11,4	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.4
Средняя за год относительная влажность	69%	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.8

1.9 Инженерно-геологические и гидрогеологические условия площадки строительства

Площадка расположена на всхолмленной местности и сложена из высокоплотных суглинков со щебнем. Главный корпус располагается параллельно урезу водохранилища. Перед фронтом машзала располагаются блочные насосные техводоснабжения с глубинным водозабором.

Промплощадка ЭГРЭС-1 располагается в области сочленения южной окраины Западно-Сибирской низменности с северной частью Казахского нагорья, которая характеризуется сменой мелкоопчатого рельефа пологоволнистой Прииртышской озерноаллювиальной равниной. Относительное превышение сопкок составляет 15 - 50 м.

В геолого-структурном отношении территория приурочена к границе Западно-Сибирской плиты с двухярусным строением, при котором горизонтальные мезокайнозойские рыхлые отложения перекрывают сложнодислоцированные скальные образования палеозойского фундамента и Казахской складчатой страны, сложенной скальными палеозойскими и протерозойскими породами.

Наиболее древний комплекс пород - скальный, распространён в южной части района, полосе канала Иртыш - Караганда (им. Сатпаева) и к северу от него.

Сейсмичность района менее 6 баллов.

1.10 Основные технические решения

Основные технические решения, принятые при разработке реконструкции, заключаются в следующем:

Реконструкция проведена с минимальным изменением существующего оборудования при сохранении основного каркаса котла; воздухопроводы (за исключением обвязки новых топочно-горелочных устройств) и газоходы сохранены.

Котлы рассчитаны для работы на Экибастузском угле с теплотворной способностью $Q_r=3800$ ккал/кг.

Дополнительно к существующим поверхностям нагрева устанавливаются двухсветные экраны в топке.

На всех котлах сохранена система пылеприготовления прямого вдувания с размолотом топлива в молотковых мельницах типа ММТ-2600/2550/590К

Сушка топлива осуществляется горячим воздухом с присадкой холодного воздуха;

Для снижения образования оксидов азота до 600 мг/нм при $\alpha=1,4$, повышения устойчивости горения топлива принят ряд проектно-конструкторских решений по схеме сжигания топлива и конструкции топочно-горелочных устройств, включающий:

- двухъярусное расположение низкоэмиссионных вихревых пылеугольных горелок (24 шт.) на боковых стенах топочной камеры, расположенных по встречной схеме;
- организация пристенного дутья вдоль фронтальной и задней стенок в районе установки основных горелок;
- поярусную схему подключения мельниц к основным горелкам;
- установку над горелками воздушных сопел третичного дутья (OFA) в 1 ярус встречно для дожигания продуктов неполного сгорания в верхней части топки.

Модернизации подлежат котлы П-57-3М энергоблоков ст. №3-8. Технические решения для всех шести котлов аналогичные, поэтому дальнейшее описание изменений, затрагивающих конструкцию котлов, КВО и их систем будет осуществляться применительно к одному котлу.

Содержание

Раздел 2. Технологические решения	3
2.1 Ведение.....	3
2.1.1 Общие данные	3
2.1.2 Краткое описание существующей части.....	4
2.1.3 Район и особые условия строительства	5
2.1.3.1 Климатические условия района строительства	5
2.1.3.2 Краткая характеристика площадки ГРЭС-1.....	6
2.1.3.3 Особые условия строительства	8
2.2 Топливо	8
2.3 Тепловые и электрические нагрузки ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"	10
2.4 Главный корпус ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова".....	11
2.4.1 Существующие компоновочные решения	11
2.4.2 Компоновка оборудования в ячейке котла	12
2.5 Тепловая схема Экибастузской ГРЭС-1	13
2.6 Основные технические решения реконструкции Экибастузской ГРЭС-1	13
2.6.1 Система пылеприготовления и сжигания. Тягодутьевое оборудование.	14
2.6.2 Вентилятор первичного воздуха (ВПВ).....	17
2.6.3 Вентилятор рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ)	18
2.6.4 Топочно-горелочные устройства.....	19
2.6.4.1 Принципиальная компоновка топочно-горелочных устройств и топливно-воздушный баланс.	19
2.6.4.2 Горелочные устройства.....	22
2.6.4 Топочная камера.....	27
2.7 Основные компоновочные решения.....	28
2.7.1 Тягодутьевое оборудование	28
2.7.2 Вентилятор рециркуляции вторичного воздуха.....	28
2.7.3 Вентилятор первичного воздуха.....	28
2.7.4 Вентилятор рециркуляции первичного воздуха.....	29
2.8 Основные изменения в конструкции пылегазовоздухопроводов.....	30
2.8.1 Воздуховоды холодного воздуха	30

2.8.2	Воздуховоды холодного воздуха.....	31
2.8.3	Воздуховоды горячего воздуха.....	31
2.8.4	Воздуховоды горячего воздуха на всас дутьевых вентиляторов. Тракт «Е3»	32
2.8.5	Рециркуляция в первичный воздух. Тракт «Е1»	32
2.8.6	Рециркуляция во вторичный воздух. Тракт «Е2».	33
2.8.7	Реконструкция пылепроводов с пыледелителями.	33
2.8.8	Воздуховоды горячего воздуха к мельницам. Тракт «В1»	34
2.8.9	Вновь монтируемые тракты воздуховодов.....	34
2.7	Технико-экономические и экологические показатели	37
2.8	Станционные трубопроводы в главном корпусе.....	37
2.9	Механизация ремонтных работ	39
2.10	Применение малоотходных и безотходных технологий, повторное использование тепла и стоков.....	40
2.11	Вредные выбросы в атмосферу и технические решения по их сокращению.....	42
2.12	Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению	43

РАЗДЕЛ 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Введение

2.1.1 Общие данные

Настоящий проект разработан в соответствии с техническим заданием «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x»

Цели и задачи проекта:

Разработка проектно-сметной документации для модернизации котлов типа П-57-3М энергоблоков ст. №3-8 ЭГРЭС-1 путем установки новых низкоэмиссионных горелочных устройств и организации процесса горения с целью снижения оксидов азота NO_x в уходящих газах. В проекте учтен опыт внедрения технологических методов снижения выбросов NO_x на пылеугольных котельных установках, а именно ступенчатого сжигания высокозольных каменных углей.

Основная задача настоящего проекта – это внедрение низкоэмиссионной технологии сжигания экибастузского угля, обеспечивающей концентрацию выбросов оксидов азота NO_x в дымовых газах не выше 600 мг/нм³ (при α=1,4 на сухие д.г.)

Реализация поставленных задач заключается в разработке конструкции горелок, сопел и прочих элементов системы сжигания на основе теплового и аэродинамического расчетов котла и системы пылеприготовления.

Рабочим проектом предусматриваются следующие основные объемы работ, планируемые к реализации на всех котлах энергоблоков ст. №3-8:

- Замена горелок на низкоэмиссионные;
- Установка воздушных сопел;
- Реконструкция пылегазовоздухопроводов с установкой пыледелителей, дополнительных клапанов, компенсаторов, расходомеров, опорно-подвесной системы;
- Реконструкция площадок обслуживания и металлоконструкций;
- Реконструкция боковых экранов НРЧ с разводкой экранных труб под новые горелки, сопла пристенного и третичного дутья;
- Устройство двусветных экранов с подводящими и отводящими трубопроводами и опорно-подвесной системой
- Замена вентиляторов первичного воздуха
- Замена вентилятора рециркуляции первичного воздуха.

2.1.2 Краткое описание существующей части

Электростанция ГРЭС-1 была построена в соответствии с проектными решениями, Новосибирского отделения института «Теплоэлектропроект». Технический проект утверждён распоряжением Совета Министров СССР от 15 июня 1972 г. №1297-р.

Начало строительства Экибастузской ГРЭС-1 приходится на 1977 год. Ввод первого блока состоялся в 1980-м году. Проектирование и строительство станции осуществлялось в две очереди: первая очередь - энергоблоки ст. №1-4, вторая очередь - энергоблоки ст. №5-8.

Установленная мощность станции – 4000 МВт;

Текущая располагаемая мощность – 3500 МВт;

Станция оснащена паровыми котлами Подольского машиностроительного завода типа ПП-1650-255 следующих модификаций;

– Энергоблок ст. №2 - котел П-57-3Р, турбина типа К-540-23,5, генератор типа ТВВ-500-2МУЗ.

– Энергоблоки ст. №3÷4 - котлы П-57-3М, турбина типа К-500-240-2, генератор типа ТГВ- 500.

– Энергоблоки ст. №5÷8 - котлы П-57-3М, турбина типа К-500-240-2, генератор типа ТГВ- 500-2УЗ.

Котел П-57-3М прямоточный, сверхкритического давления, с промежуточным перегревом пара, однокорпусный, Т-образной компоновки, с уравнивающей тягой, с твердым шлакоудалением.

Топка котла П-57-3М имеет прямоугольное сечение в плане 21840х9840 мм. В нижней части топки находится холодная воронка с углом наклона скатов к горизонту 52°. Топка котла П-57-3М оборудована 24 пылеугольными вихревыми горелками, расположенными на боковых стенах в два яруса (отм. +13,7 м, отм. + 17,7 м).

Для растопки котла на мазуте вихревые горелки оснащаются паромеханическими форсунками на обоих ярусах. Розжиг форсунок и контроль за их работой, производится запально-защитными устройствами (ЗЗУ).

Система пылеприготовления выполнена по схеме с прямым вдуванием пыли в топку. Количество установленных на каждый котел мельниц молотковых с тангенциальных - 8 штук. Типоразмер мельниц ММТ 2600/2550/590.

Сушка топлива осуществляется горячим воздухом с присадкой холодного воздуха. Воздух на сушку и транспорт пыли подается вентиляторами.

Основные проектные параметры котельной установки П-57-3М:

Номинальная паропроизводительность котла	D_k	1650 т/ч
Температура первичного пара за котлом	$t_{пе}$	545 °С
Давление первичного пара за котлом	$P_{пе}$	255 кгс/см ²
Температура питательной воды	$t_{пв}$	277 °С
Расход вторичного пара	$D_{вт}$	1364 т/ч
Температура перегрева вторичного пара	$t_{вт}$	545 °С

Режим работы ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» - базовый, круглосуточный с числом часов использования установленной мощности до 6700 в год. Максимальная нагрузка станции приходится на зимний период.

Основным топливом для ГРЭС-1 является экибастузский каменный уголь, растопочным - мазут.

2.1.3 Район и особые условия строительства

2.1.3.1 Климатические условия района строительства

Климат района резко континентальный. Территория Экибастузского района находится очень далеко от океана и открыта для ветров с запада и севера, это создаёт возможность поступления различных по свойствам воздушных масс, что способствует значительной контрастности погодных условий. Для региона характерна морозная, умеренно-суровая зима и тёплое лето. Краткие климатические характеристики района строительства представлены в таблице ниже.

Климатические характеристики района строительства площадки Экибастузской ГРЭС-1

Наименование показателя	Величина	Обоснование
Климатический район	IIIА	СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.1.
Максимальная глубина проникновения нулевой изотермы в грунт		СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.2.
— 0,90	>200 см	
— 0,98	>250 см	
Базовая скорость ветра	40 м/с	СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.3.

Давление ветра	1,0кПа	СП РК 2.04-01-2017 Рис. А.3.
Абсолютная минимальная температура воздуха	-43,1°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью — 0,98 — 0,92	-39,3°C -38,3°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью — 0,98 — 0,92	-36,6°C -32,8°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Температура воздуха обеспеченностью 0,94	-22,0°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Абсолютная максимальная температура воздуха	42°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.1
Средняя годовая температура воздуха	3,9°C	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.3
Средняя за год амплитуда температуры воздуха	11,4	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.4
Средняя за год относительная влажность	69%	СП РК 2.04-01-2017, табл. 3.8

2.1.3.2 Краткая характеристика площадки ГРЭС-1

Промышленная площадка ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» расположена в 17 км к Северо-Востоку от г. Экибастуз на северном берегу наливного водохранилища-охладителя, созданного путем заполнения котловины озера Женгельды из действующего «Канала имени Каныша Сатпаева».

Территория площадки ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" вытянута с юго-запада на северо-восток. Поверхность площадки ровная со слабым уклоном в сторону озера Женгельды. Характерными элементами рельефа являются сухие долины и замкнутые котловины, сложенные засоленными четвертичными и третичными отложениями, мощность которых возрастает от периферии к центральным участкам, частично заполненные солеными или соленоватыми водами. В геоморфологическом отношении территория ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" приурочена к плоской слабовсхолмленной Северо-Казахской (Прииртышской) озерно-

аллювиальной равнине с обилием замкнутых впадин и ложбин, занятых пресными и солеными озерами, глубиной в несколько метров, к числу которых относятся впадина Карасор (золоотвал) и озеро Женгельды (водохранилище). Ближайшими водными артериями в данном районе являются река Шидерты с каналом Шидертинский и «Канал имени Канышна Сатпаева», который на своем протяжении соединяет отдельные мелкие озера, являющиеся накопителями воды. В летний период все мелкие обводненные места пересыхают.

Подъездная автодорога, связывающая территорию ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" с дорогами общего пользования, проходит вдоль водохранилища-охладителя с западной и юго-западной стороны. Главный въезд на территорию ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" осуществляется с юго-западной стороны.

На юго-западе от промплощадки вдоль подъездной автодороги располагается "ОРУ-220, 500 кВ".

На северо-востоке от ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" находится единый с АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" золоотвал.

Система технического водоснабжения принята оборотной с наливным водохранилищем-охладителем на базе естественной котловины горько-соленого озера Женгельды. Глубинный водозабор совмещенный в плане с выпуском циркуляционной воды располагается с южной стороны от главного корпуса.

Источником водоснабжения ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" является "Канал имени Каныша Сатпаева", на котором находятся два водозабора на нужды ХВО и открытый канал подпитки водохранилища. Вода на хозяйственно-питьевые, технические и противопожарные нужды ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" подается по двум системам с забором воды из "Канала имени Каныша Сатпаева" двумя водоводами технической воды на нужды ХВО от общего водозабора для ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

На промплощадке ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" размещены инженерно-бытовой корпус, столовая, объединено-вспомогательный корпус, химводоочистка, пожарное депо со стороны постоянного торца главного корпуса.

С северо-западной стороны от главного корпуса располагается пускоотопительная котельная, тракт топливоподачи с галереями конвейеров, дробильным корпусом. С этой же стороны размещены служебно-техническое здание и бытовой корпус топливоподачи, угольный склад,

Основная площадка ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" ограждена по внешнему периметру. Территория промплощадки в основном

застроена и осложнена надземными и подземными сооружениями и коммуникациями.

Вся территория промплощадки спланирована, абсолютные отметки колеблются в пределах от 159 до 165 метров в Балтийской системе высот.

2.1.3.3 Особые условия строительства

Работы по реконструкции котлоагрегатов производятся в условиях действующего производства.

Монтаж оборудования котлоагрегатов предусматривает использование имеющихся в котельном отделении мостовых кранов и в условиях действующих энергоблоков электростанции;

При проектировании обеспечивается соответствие конструкции котлоагрегатов действующим техническим нормативным документам РК и требования к разработке природоохранных мероприятий.

Предусматриваются все необходимые технические мероприятия в соответствии с нормами и правилами в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

2.2 Топливо

В качестве топлива для Экибастузской ГРЭС-1 используется Экибастузский каменный уголь марки КСН. В качестве растопочного топлива для энергетических котлов применяется топочный мазут марки 100. Состав и характеристика топлива представлен в таблице

Состав и характеристика топлива.

№ п/п	Наименование	Обозначение	Топливо		
			1 группы	Гарантийное	2 группы
1.	Месторождение	-	Экибастузский бассейн		
2.	Низшая теплота сгорания (рабочая), ккал/кг,	Q_i^r (заданное)	4290	3800	3400
3.	Марка угля	-	каменный	каменный	каменный
4.	Выход летучих на горючую массу, %	V^{daf}	30,0	28,0	27,0
5.	Влага, %	W^r	5,0	6,0	9,0
6.	Зола, %	A^r	36,58	40,42	42,5
7.	Сера, %	S^r	0,66	0,66	0,3
8.	Углерод, %	C^r	47,1	41,5	38,0
9.	Водород, %	H^r	3,0	2,8	2,5
10.	Азот, %	N^r	1,16	0,9	0,8

11.	Кислород, %	O ^r	6,5	7,72	6,9
12.	Сумма компонентов, %	Σ	100	100	100
13.	Коэффициент размолоспособности по Хардгроу по методу ВТИ	K _{КНГ} K _{ВТИ} _{ЛО}	66 1.3	66 1,3	66 1,3

Состав минеральной части топлива и плавкостные характеристики золы для гарантийного состава.

№ п/п	Наименование	Обозначение	Топливо гарантийное
1.	Оксид кремния, %	SiO ₂	59.2
2.	Оксид алюминия, %	Al ₂ O ₃	29.6
3.	Оксид титана, %	TiO ₂	1.3
4.	Оксид железа, %	Fe ₂ O ₃	6
5.	Оксид кальция, %	CaO	1.6
6.	Оксид магния, %	MgO	0.6
7.	Оксид калия, %	K ₂ O	0.6
8.	Оксид натрия, %	Na ₂ O	0.2
9.	Серный ангидрид, %	SO ₃	-
10.	Оксид марганца	MnO ₂	0.2
11.	Фосфорный ангидрид	P ₂ O ₅	0.7
12.	Сумма компонентов, %	Σ	100
13.	Температура начала деформации золы, °C	t _A	1270
14.	Температура полусферы (начала размягчения золы), °C	t _B	>1500
15.	Температура жидкоплавкого состояния золы, °C	t _C	>1500

Оценка шлакующих и загрязняющих свойств углей по методике фирмы «Бабкок-Вилькокс».

№ п/п	Наименование	Обозначение	Топливо
1.	Состав шлака	K	14.4 кислый
2.	Тип золы	T.3.	2.37 восточный
3.	Критерий Rs (определяет шлакующие свойства для восточного типа золы)	Rs	0.06 малошлакующее
4.	Критерий Rf (определяет загрязняющие свойства для восточного типа золы)	Rf	0.02 малозагрязняющее

Оценка шлакующих и загрязняющих свойств углей по российской методике.

№ п/п	Наименование	Обозначение	Топливо
1.	Склонность к образованию железистых отложений	P_{FE}	0.0 - низкая
2.	Склонность к образованию натриевых отложений	P_{NA}	0.24 - низкая
3.	Склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений	P_{CA}	0.29 - низкая
4.	Склонность к шлакованию топочных экранов	R_{st}	0.22 - низкая
5.	Склонность к шлакованию полурадиационных поверхностей нагрева	R_F^{UR}	0.16 - низкая
6	Допустимая температура на выходе из топки, °C	$\vartheta''_{T \text{ доп}}$	1300
7	Максимально допустимая температура на выходе из зоны активного горения, из условий шлакования топки, °C	$\vartheta''_{\text{max заг доп}}$	1550
8	Минимально допустимая температура на выходе из зоны активного горения, из условий устойчивости горения при минимальных нагрузках, °C	$\vartheta''_{\text{min заг доп}}$	1300

2.3 Тепловые и электрические нагрузки ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"

Установленная мощность станции – 4000 МВт;

Текущая располагаемая мощность – 3500 МВт;

Настоящим проектом не предусматривается увеличение существующих мощностей. Задача настоящего проекта – это решение вопросов экологии за счет внедрения низкоэмиссионной технологии сжигания экибастузского угля, обеспечивающей снижение выбросов оксидов азота NO_x .

При реконструкции горелочных устройств и организации низкоэмиссионного процесса горения паропроизводительность и другие основные параметры модернизированного котла остается неизменными:

– Номинальный массовый расход свежего пара - 1650 т/ч;

- Расход промежуточного пара - 1364 т/ч;
- Температура свежего/промежуточного пара за котлом - 545/545 °С;
- Давление свежего пара за котлом - 255 кг/см²;
- Температура промежуточного пара перед котлом - 328 °С;
- Давление промежуточного пара на выходе из котла - 40 кг/см²;
- Температура питательной воды - 277 °С.

Распределение тепловых балансов в настоящем проекте не рассматривается и остается существующим.

2.4 Главный корпус ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова".

2.4.1 Существующие компоновочные решения

Существующее здание главного корпуса - трехпролётное, основные габаритные размеры здания следующие:

- машинное отделение - 51 м;
- котельное отделение - 124 м;
- встроенная деаэрационная этажерка - 12 м;
- отделение трубчатых воздухоподогревателей (ТВП) - 15 м;
- помещение тягодутьевых машин - 48 м (1 х 24 м, 2 х 12 м);
- ширина ячейки блока - 60 м;
- шаг колонн - 12 м.

Основные отметки главного корпуса:

- отметка пола машинного и котельного отделений - 0,00;
- основная отметка обслуживания турбоагрегата - 10,20 м;
- отметка пола подвала машинного и деаэрационного отделений - минус 4,20 м;
- отметка подкрановых путей машинного отделения - + 21,60;
- отметка подкрановых путей котельного отделения - +66,00;

Дымовые газы от энергетических котлов отводятся в атмосферу через две дымовые трубы:

- труба №1 имеет высоту 300 м и диаметр устья 11,9 м,
- труба №2 имеет высоту 330 м и диаметр устья 13,26 м.

2.4.2 Компоновка оборудования в ячейке котла

Оборудование котельной установки, включая собственно котел, систему пылеприготовления, вынесенные ТВП, тягодутьевые машины, установку очистки дымовых газов от золы, занимает ячейку по фронту 60 м, глубиной -170 м (до оси дымовой трубы).

Здание котельного отделения имеющего ячейку по фронту 60 м, глубиной 39 м в котором располагаются:

– собственно котел, часть трубопроводов, пылегазовоздухопроводов, площадки обслуживания и пр. с ячейкой по фронту-36 м, глубиной - 24 м.

– восемь бункеров сырого угля, восемь питателей сырого топлива, восемь молотковых мельниц тип ММТ 2600/2550/590К по 4 шт. вдоль боковых сторон котла, в четырех ячейках по 12 м по фронту котла, глубиной 24 м. Сохранена возможность использования существующего мостового крана котельного отделения для производства монтажных и ремонтных работ.

С фронта котла сохранен существующий проезд параллельно ряду «В», обеспечивающий возможность ремонта и замены поверхностей нагрева котла. С тыла котла располагается сеть газозовдухопроводов, раздающих воздух на котел и отводящих дымовые газы от котла.

Вынесенный ТВП располагается в пристройке котельного отделения, в тех же ячейках (в рядах Г-Д), глубиной 15м, с сохранением возможности использования существующих мостовых кранов для монтажа и ремонта ТВП.

За рядом «Д» располагаются тягодутьевые машины и золоочистное оборудование.

Ввод топливоподачи расположен со стороны постоянного торца.

Изначально, компоновка котельно-вспомогательного оборудования энергоблоков имела однотипное решение. В последствии, в период проводимых реконструкций, месторасположения отдельного оборудования претерпела незначительные изменения. В настоящее время можно выделить три группы компоновок в части расположения тягодутьевых механизмов:

1. Компоновка котельного «острова» энергоблоков ст. №1и №2.
Первоначальная компоновка претерпела изменения в период выполнения проектов восстановительных работ энергоблока ст. №2 и ст. №1
2. Компоновка котельного «острова» энергоблоков ст. №3-6.
Компоновка близкая к изначальной проектной
3. Компоновка котельного «острова» энергоблоков ст. №7и №8.
Первоначальная компоновка претерпела изменения в период

выполнения проектов реконструкции золоулавливающих устройств энергоблоков ст. №7 и ст. №8 с установкой на них электрофильтров фирмы "Альстом Пауэр Ставан"

2.5 Тепловая схема Экибастузской ГРЭС-1

Тепловая схема электростанции выполнена по блочному принципу. В тепловую схему энергоблока включается следующее оборудование и системы:

- котлоагрегат;
- турбоустановка, включая конденсатор, систему регенерации, конденсационная установка и другое оборудование паровой турбины;
- питательные насосы с турбоприводом;
- теплофикационная установка;
- блочная обессоливающая установка

Общими трубопроводами для всех блоков являются

- два коллектора Ду400 обессоленной воды для восполнения потерь в цикле и для собственных нужд БОУ;
- один коллектор пара 1,3 МПа, 375°C на собственные нужды блоков Ду400, позволяющие осуществлять подачу пара во время пуска любого из блоков от РОУ ГПП любого работающего блока, либо от пусковой котельной;
- два коллектора пара 1,3 МПа, 250 °С на собственные нужды блоков Ду400,
- три коллектора сетевой воды Ду600 (коллектор обратной сетевой воды, коллектор прямой сетевой воды, напорный коллектор сетевых насосов);
- коллектор подачи воздуха к эрлифтам Ду600.

Подвод острого пара к турбинам, паропроводы холодного и горячего промперегрева - двухниточные, питательный трубопровод - одностичный.

Настоящим проектом не предусматривается изменения тепловой схемы станции. Модернизация ограничивается реконструкцией пароводяного тракта собственно котла и не затрагивает внешние связи ни блока, ни станции в целом.

2.6 Основные технические решения реконструкции Экибастузской ГРЭС-1

Основные технические решения, принятые при разработке реконструкции, заключаются в следующем:

1 Реконструкция проведена с минимальным изменением существующего оборудования при сохранении основного каркаса котла; воздухопроводы (за

исключением обвязки новых топочно-горелочных устройств) и газоходы сохранены.

2 Котлы рассчитаны для работы на Экибастузском угле с теплотворной способностью $Q_r=3800$ ккал/кг.

3 Дополнительно к существующим поверхностям нагрева устанавливаются двухсветные экраны в топке.

4 На всех котлах сохранена система пылеприготовления прямого вдувания с размолотом топлива в молотковых мельницах типа ММТ-2600/2550/590К

5 Сушка топлива осуществляется горячим воздухом с присадкой холодного воздуха;

6 Для снижения образования оксидов азота до 600 мг/нм при $\alpha=1,4$, повышения устойчивости горения топлива принят ряд проектно-конструкторских решений по схеме сжигания топлива и конструкции топочно-горелочных устройств, включающий:

6.1 двухъярусное расположение низкоэмиссионных вихревых пылеугольных горелок (24 шт.) на боковых стенах топочной камеры, расположенных по встречной схеме;

6.2 организация пристенного дутья вдоль фронтальной и задней стенок в районе установки основных горелок;

6.3 по ярусную схему подключения мельниц к основным горелкам;

6.4 установку над горелками воздушных сопел третичного дутья (ОФА) в 1 ярус встречно для дожигания продуктов неполного сгорания в верхней части топки.

Модернизации подлежат котлы П-57-3М энергоблоков ст. №3-8. Технические решения для всех шести котлов аналогичные, поэтому дальнейшее описание изменений, затрагивающих конструкцию котлов, КВО и их систем будет осуществляться применительно к одному котлу.

2.6.1 Система пылеприготовления и сжигания. Тягодутьевое оборудование.

В настоящем проекте сохраняется система пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку. Количество установленных мельниц ММТ 2600/2550/590К (8 штук на каждый котел) остается прежним.

Сушка топлива осуществляется горячим воздухом с присадкой холодного воздуха.

Воздух на сушку и транспорт пыли подается вентиляторами, установленными на холодной стороне трубчатого воздухоподогревателя (ТВП). ТВП котла разделен на две части: первичного и вторичного воздуха. Подача вторичного воздуха в горелки и сопла пристенного дутья осуществляется дутьевыми вентиляторами через «ТВП вторичного воздуха». Подача воздуха на сушку в мельницы и сопла третичного дутья (OFA) вентиляторами первичного воздуха через «ТВП первичного воздуха»

За мельницей устанавливается новый пыледелитель разделяющий пылевоздушный поток по пылепроводам.

Для уплотнения элементов молотковых мельниц и питателей сырого топлива сохраняется подвод уплотняющего воздуха.

Принципиальная схема системы пылеприготовления с прямым вдуванием и воздушной сушкой приведена на рисунке ниже.

В проекте принято симметричное разделение воздуха перед ТВП на первичный и вторичный в соотношении 50% на 50%, вместо существующего деления 3/8 и 5/8.

Данное решение позволило отказаться от варианта установки дополнительного вентилятора третичного воздуха необходимого для подачи высоконапорного третичного воздуха в сопла OFA.

В связи с этим планируется ряд изменений:

- а) исключение из схемы вентилятора рециркуляции вторичного воздуха (ВРВВ);
- б) замена вентиляторов первичного воздуха (ВПВ) на более высоконапорные;
- в) замена вентилятора рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ).

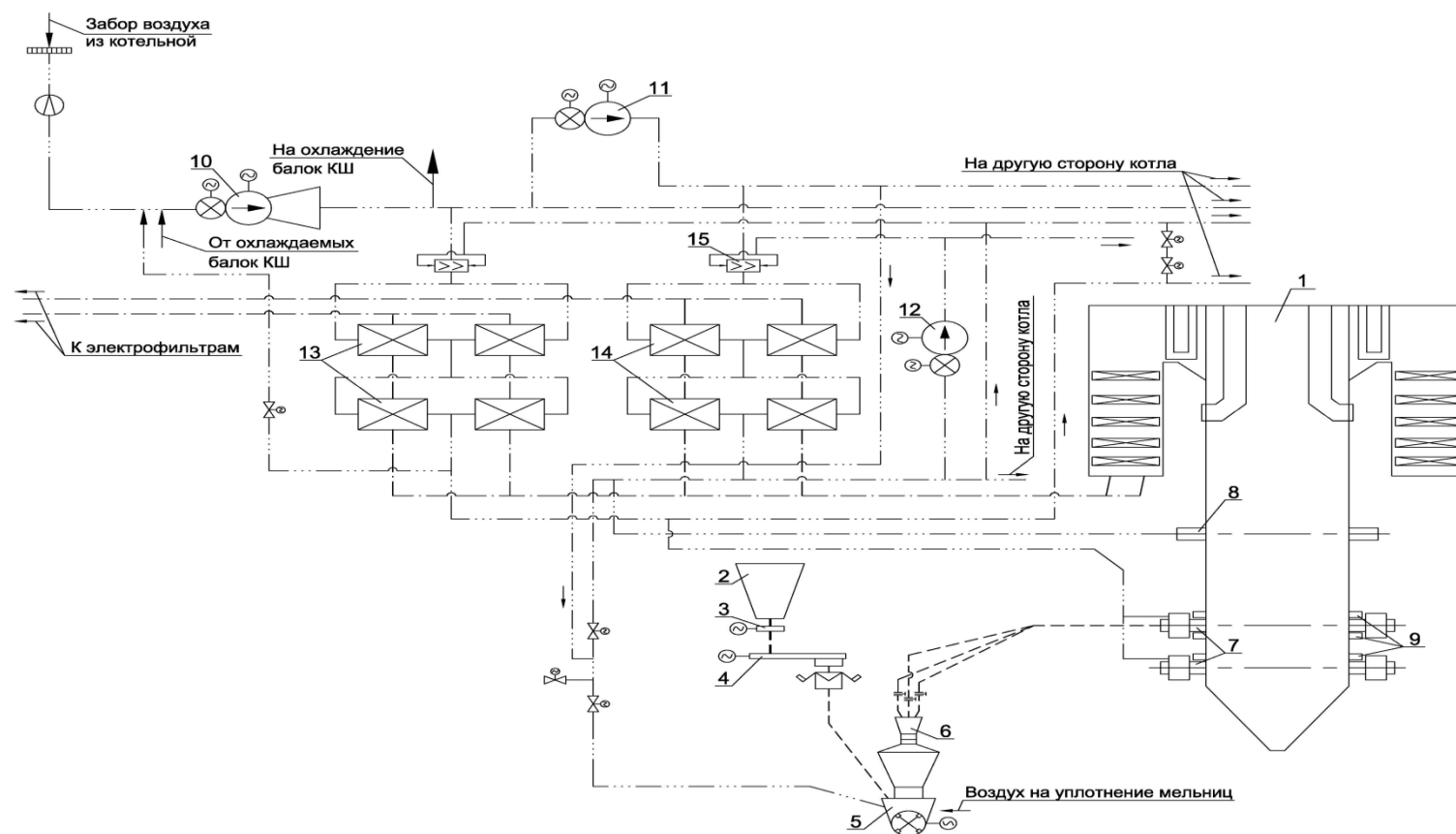


Рис 1. Принципиальная схема системы пылеприготовления с прямым вдуванием и воздушной сушкой: 1 - котел паровой (1 шт), 2- бункер сырого угля (8 шт), 3- плоский затвор (8 шт), 4-питатель сырого угля (8 шт), 5- молотковая мельница (8 шт), 6- пыледелитель (8 шт), 7- основные горелки (24 шт), 8- сопла третичного дутья (комплект), 9 - сопла пристенного дутья (12 шт), 10- дутьевой вентилятор (2 шт), 11 - Вентилятор первичного воздуха(2 шт), 12 - вентилятор рециркуляции первичного воздуха (1 шт), 13- воздухоподогреватель вторичного воздуха (комплект), 14 - воздухоподогреватель первичного воздуха (комплект), 15 - смесители воздуха (комплект).

2.6.2 Вентилятор первичного воздуха (ВПВ)

Вентиляторы первичного воздуха (ВПВ) предназначены для подачи первичного воздуха на сушку топлива в мельницы и далее пылевоздушную смесь в горелки котла, а также для подачи первичного воздуха в сопла третичного дутья котла П-57-3М.

Расчетные параметры вентилятора первичного воздуха при работе котла на нагрузке $\dot{E}_k=1650\text{т/ч}$ (гарантийное топливо с $Q_i^r = 3800$ ккал/кг) должны соответствовать параметрам, приведенным в таблице ниже.

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
1	Производительность с учетом условий всасывания и температуры перед вентилятором первичного воздуха, с запасом 10%	Q_p	м ³ /ч	445 000
2	Полное давление, не приведенное к условиям характеристики, с запасом 20%	H_p	кгс/м ² (мм.вод.ст.)	660
3	Барометрическое давление в месте установки	$h_{бар}$	мм рт.ст.	740
4	Подпор во входном патрубке вентилятора первичного воздуха	$H_{вх}$	кгс/м ² (мм.вод.ст.)	+ 260
5	Параметры перемещаемой среды (воздуха): температура плотность	t_b ρ	°C кг/м ³	30 1,158

Конструктивное исполнение вентилятора - центробежный, горизонтальный, консольного типа, одностороннего всасывания.

С модернизированным котлом устанавливается два вентилятора первичного воздуха:

- один вентилятор правого направления вращения с углом разворота улитки 150°.
- один вентилятор левого направления вращения с углом разворота улитки 150°.

Угол отсчитывается от горизонтальной плоскости в сторону вращения рабочего колеса, если смотреть со стороны привода. Правое направление вращения рабочего колеса - вращение по часовой стрелке, левое - против, если смотреть со стороны привода.

Роль устройства, обеспечивающего регулирование производительности, выполняет осевой направляющий аппарат.

Система смазки - жидкая картерная, со встроенным в картер водяным теплообменником для охлаждения масла и поддержания температуры подшипников не более 70°C.

К установке планируется вентилятор первичного воздуха аналогичный, установленному с котлом блока ст. №1, а именно ВРВ-068-0450.7,5-1К производства АО «КМЗ» с электродвигателем ДАЗОС-1250-6-750У3.1 Номинальная мощность 1250кВт, напряжение электродвигателя $U=6000В$, частота вращения электродвигателя 750 об/мин.

2.6.3 Вентилятор рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ)

Вентилятор рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ) предназначен для подачи горячего первичного воздуха в смесители перед трубчатым воздухоподогревателем (ТВП) первичного воздуха котла П-57-3М.

Расчетные параметры вентилятора первичного воздуха при работе котла на нагрузке $\dot{E}_k=1650\text{т/ч}$ (гарантийное топливо с $Q_i^r = 3800$ ккал/кг) должны соответствовать параметрам, приведенным в таблице ниже.

№ п/п	Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
1	Производительность с учетом условий всасывания и температуры перед вентилятором рециркуляции первичного воздуха, с запасом 5%	Q_p	м ³ /ч	115000
2	Полное давление, не приведенное к условиям характеристики, с запасом 10%	H_p	кгс/м ² (мм.вод.ст)	320
3	Барометрическое давление в месте установки	$h_{бар}$	мм рт.ст.	740
4	Подпор во входном патрубке вентилятора рециркуляции первичного воздуха	$H_{вх}$	кгс/м ² (мм.вод.ст.)	+ 546
5	Параметры перемещаемой среды (воздуха): температура плотность	t_b ρ	°С кг/м ³	341 0,571

С модернизированным котлом устанавливается один вентилятор рециркуляции первичного воздуха левого направления вращения, с углом разворота улитки 90°. Угол отсчитывается от горизонтальной плоскости в сторону вращения рабочего колеса, если смотреть со стороны привода. Левое направление вращения рабочего колеса - вращение против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода.

Роль устройства, обеспечивающего регулирование производительности, выполняет осевой направляющий аппарат.

Система смазки подшипником определяется заводом-изготовителем. Предпочтительно – картерная со встроенным водяным теплообменником для охлаждения масла и поддержания температуры подшипников не более 70°C.

К установке планируется вентилятор рециркуляции первичного воздуха аналогичный, установленному с котлом блока ст. №1, а именно ВРТ-072-0122.10-2К производства АО «КМЗ» с электродвигателем А4С-400Х-6МУ3 Номинальная мощность 400кВт, напряжение электродвигателя $U=6000В$, частота вращения электродвигателя 1000 об/мин.

2.6.4 Топочно-горелочные устройства

2.6.4.1 Принципиальная компоновка топочно-горелочных устройств и топливно-воздушный баланс.

Сечение и объем топочной камеры модернизируемого парового котла на базе П-57-3м остаются без изменения - 21,84х9,84 мм.

Для растопки котла на мазуте в основных горелках предусмотрены встроенные паромеханические форсунки на обоих ярусах. Розжиг форсунок и контроль за их работой производится запально-сигнальными устройствами (ЗСУ).

Расчетная производительность форсунок выбрана из обеспечения нагрузки котла: 30% Дном на мазуте. Расход мазута ~ 40 т/ч на котел.

Разработанные технические решения, необходимые для достижения концентрации NOX в дымовых газах <600 мг/нм (при н.у. и O₂=6%), а также для повышения устойчивости горения при сниженных нагрузках, заключаются в следующем:

- 24 низкоэмиссионные вихревые пылеугольные горелки располагаются в 2 яруса на боковых стенах топочной камеры по встречной схеме (рис. 2);
- организована вертикальная ступенчатость сжигания за счет подачи части вторичного воздуха (17% от теоретически необходимого) через 16 сопел третичного дутья (OFA), расположенных выше горелок (рис. 3) по встречной схеме;
- защита фронтального и заднего экранов и исключение восстановительной атмосферы возле данных поверхностей нагрева в области основных ярусов горелок осуществляется с помощью организованного пристенного дутья (в объеме 6% от теоретически необходимого воздуха через 12 сопел).

- каждая мельница работает на 3 горелки одного яруса (рис. 2), что позволяет на сниженных нагрузках добиться большей концентрации факела в одном ярусе при отключении мельниц.

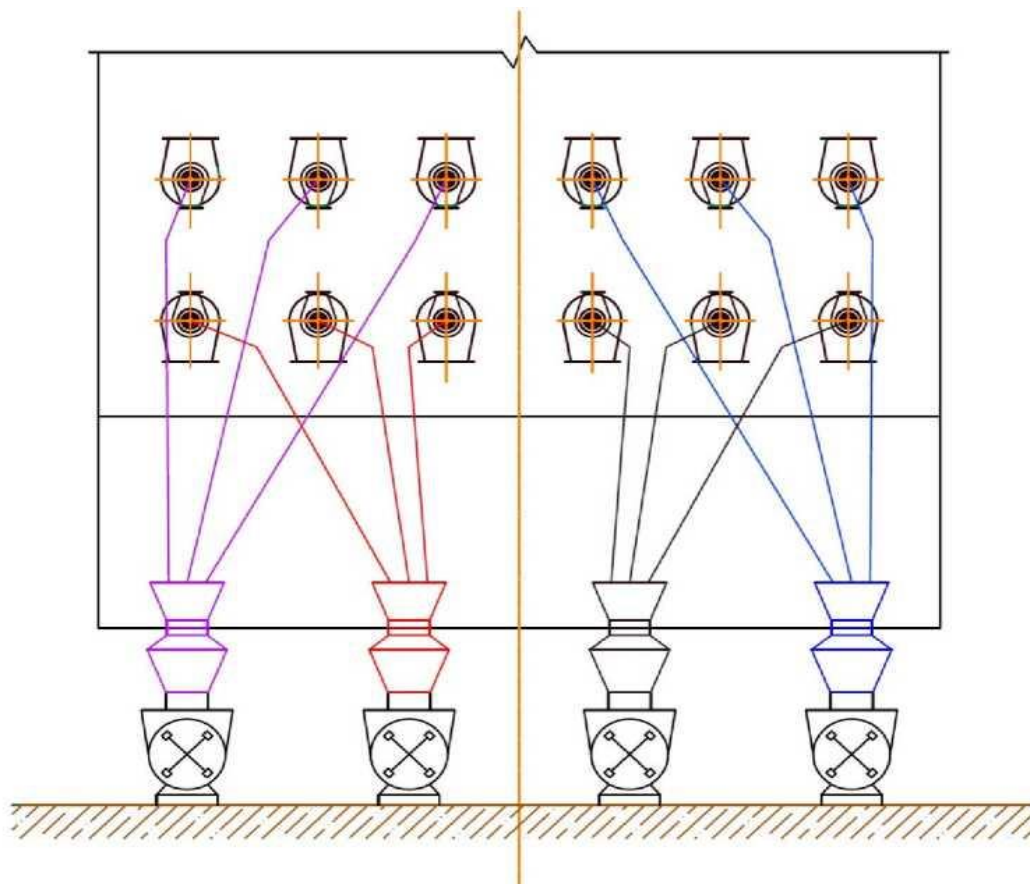


Рис 2. Схема подключения горелок к мельницам

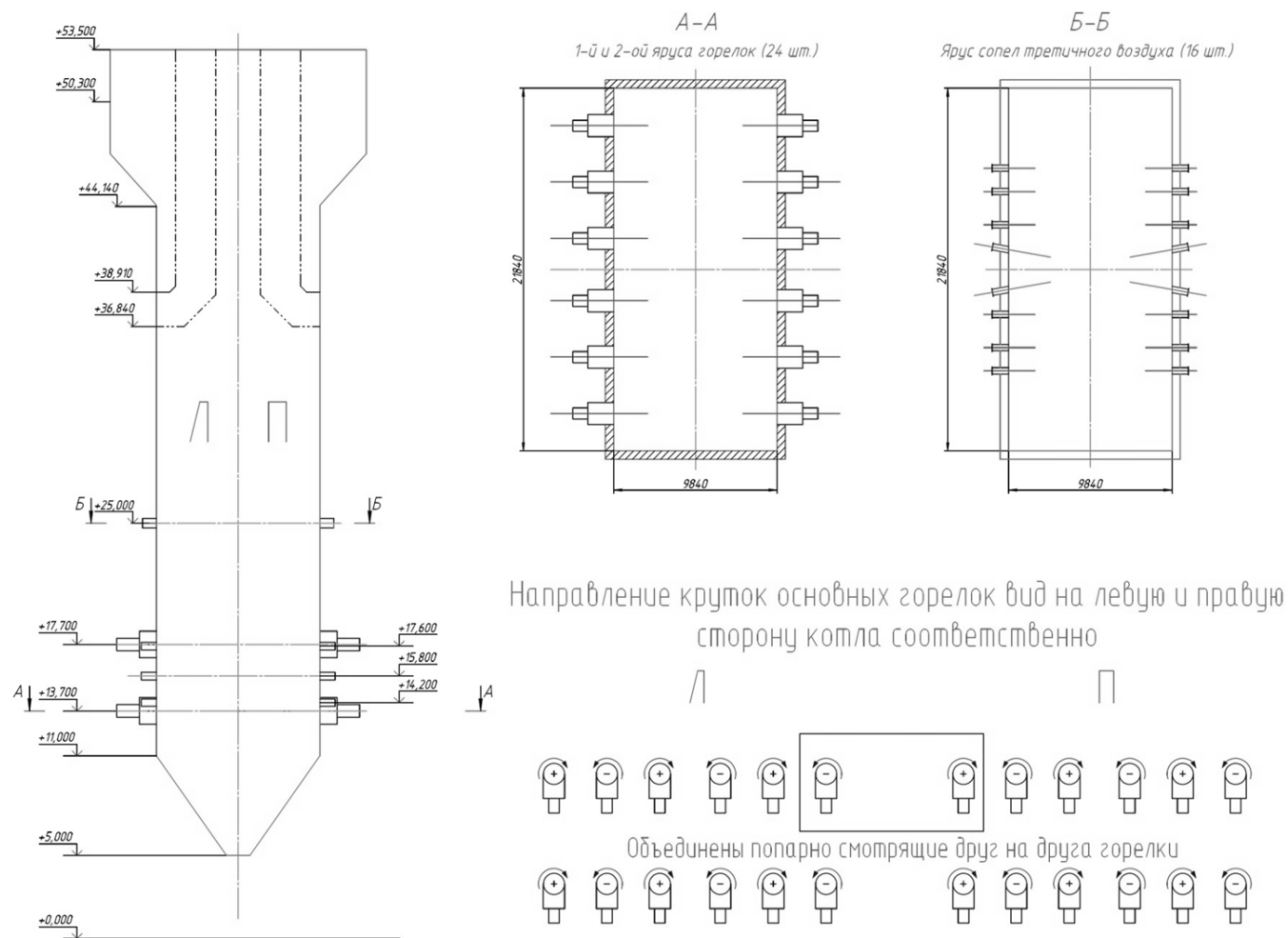


Рис 3. Принципиальная схема расположения топочно-горелочных устройств и направления круток горелок.

2.6.4.2 Горелочные устройства

Топочная камера котла оборудована двумя ярусами горелок.

Вихревая горелка разделена на четыре концентрических кольцевых канала и один центральный канал круглого сечения.

В центральном канале $\phi 159 \times 10$ мм горелки устанавливаются труба диаметром $\phi 60$ мм под запальное устройство и труба $\phi 76$ мазутную форсунку. Запальное устройство представляет собой запальник, позволяющий напрямую зажигать распыленный мазут марки М100. Для надежности работы мазутная форсунка и запальник с помощью привода отводятся вглубь центральной трубы на расстояние 400 мм после окончания своей работы. Устройство с датчиком контроля факела (ДКФ) устанавливается на трубу $\phi 76 \times 3,5$ мм сверху основной горелки в вертикальной плоскости, проходящей через ось горелки, при этом крепится к опорному листу горелки, не изменяя конструкции кольцевых каналов и выходных конических насадок. Датчик контроля факела ориентируется на ось горелки на расстояние ~ 1000 мм от оси экранных труб и селективно настраивается на слежение за факелом «своей» горелки.

В первый от центральной трубы кольцевой канал горелки подается часть вторичного воздуха. При растопке котла он обеспечивает начальное воспламенение мазута и рассчитан на подачу 40-50% воздуха, необходимого для горения мазута, остальной воздух подается через основные каналы вторичного воздуха горелки. В выходной части этого канала устанавливается осевой завихритель, позволяющий обеспечить лучшее смешивание воздуха с распыленным мазутом и следовательно стабильное горение растопочного топлива. При работе на пылевоздушной смеси в данный кольцевой канал подается воздух, необходимый для охлаждения.

Поскольку образование NO_x из азота топлива происходит на стадии выхода летучих в присутствии свободного кислорода, в данной конструкции горелки и, особенно, в конструкции кольцевого канала аэросмеси, принят ряд мер для создания наилучших условий для подавления генерации NO_x с учетом особенностей данного топлива.

Кольцевой канал пылевоздушной смеси (ПВС) предусматривает наличие в нем особых технологических элементов (стабилизирующих, турбулизирующих). Трубы, контактирующие с аэросмесью, и все элементы внутри этого канала выполняются толстостенными.

Для предотвращения крутки на входе в кольцевые каналы, а также для выравнивания эпюры скоростей во входном патрубке устанавливаются разделяющие листы.

С целью снижения эмиссии оксидов азота, а также по условиям надежного воспламенения угольной пыли на начальном участке факела площадь канала ПВС выбрана такой, чтобы обеспечить скоростной режим аэросмеси 11-14 м/с во всем диапазоне нагрузок. Учитывая тонкий размол пыли ($R_{90}=20\%$), отложения пыли при таких скоростях будут исключены. В канале устанавливается аксиальный плоско-лопаточный завихритель малой крутки $n_1=0,5$.

На выходе из канала ПВС установлен диффузор с турбулизаторами, выполненными в виде радиальных «зубьев», обеспечивающих надежность воспламенения, несмотря на малую крутку потока аэросмеси.

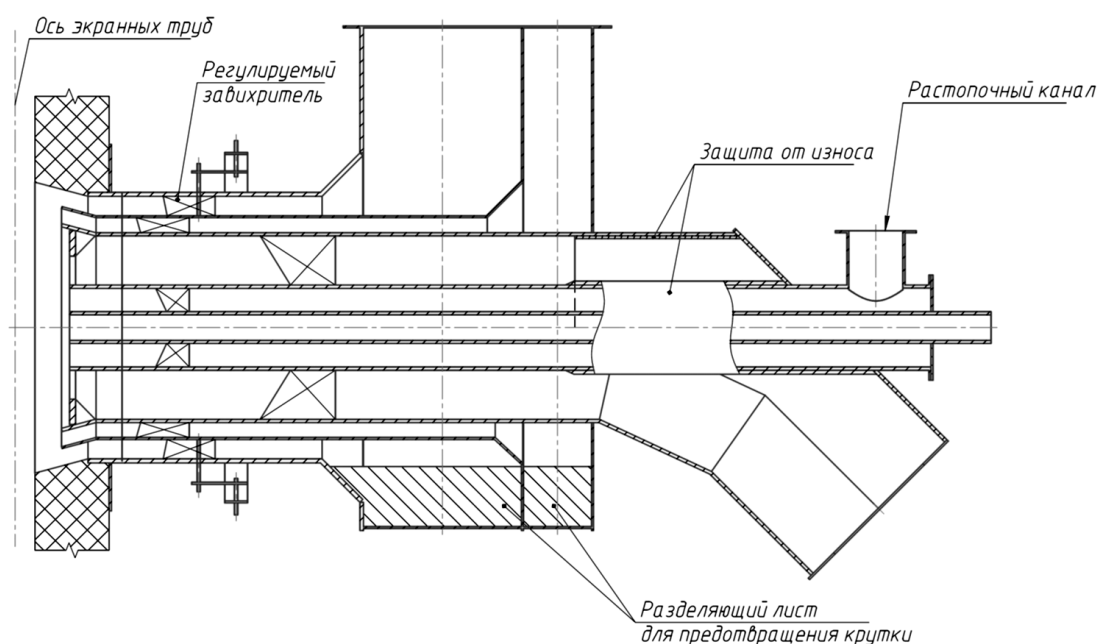


Рис 4. Принципиальная конструкция низкоэмиссионной вихревой горелки.

При расчетной крутке ПВС $n_1=0,5$ и наличии большой крутки вторичного воздуха ($n_2>2,5$) вблизи устья горелки образуется кольцевая зона активной рециркуляции горячих топочных газов – зона «обратных токов», что обуславливает быстрый прогрев аэросмеси, а недостаток кислорода в этой зоне позволяет снизить образование топливных оксидов азота, вносящих большой вклад в величину валовой эмиссии NO_x .

Канал вторичного воздуха разбит на два кольцевых потока

Во внутреннем канале вторичного воздуха устанавливаются нерегулируемые аксиальные завихрители с коэффициентом крутки $n_{2,1}=2,8$ при этом доля воздуха в этом канале составляет 0,3 от общего расхода вторичного

воздуха. Его назначение - затормозить смешение аэросмеси с основным потоком вторичного воздуха (подаваемым через периферийный канал) на начальном участке факела.

В периферийном кольцевом канале устанавливается регулируемый осевой завихритель. Регулируемый завихритель позволяет устанавливать различные углы лопаток ($\alpha=16\div 59^\circ$) и тем самым изменять параметр крутки воздушного потока ($1\leq n_{2,2}\leq 6$). Расчетная крутка составляет $n_{2,2}=3,5$.

Наружный канал имеет большую величину крутки. Поэтому часть воздуха отрывается от основного потока в начальной фазе развития факела в зоне выхода и воспламенения летучих, за счет чего организуется горизонтальная стадийность горения топлива.

Регулирование крутки осуществляется со стороны площадки обслуживания. По условиям надежности все выходные части кольцевых каналов, получающие прямое излучение из топки, выполняются из жаростойкой стали 20Х23Н18 или аналогичной по качеству.

Для перераспределения расходов вторичного воздуха между кольцевыми каналами на подводящих коробах установлены настроечные шиберы, оснащенные электрическими приводами.

Конструкция горелки обеспечивает ее ремонтпригодность. Установка горелок на стенах топки с указанием направления крутки горелки показана на рисунке выше.

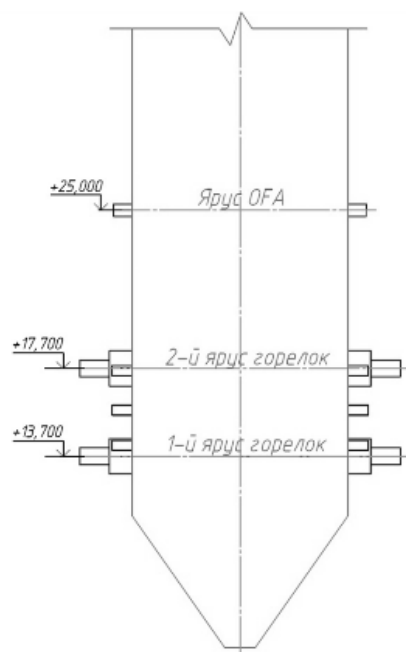
Сечения каналов основной горелки выбраны из условий обеспечения выходных скоростей на номинальной нагрузке (большие значения для 7-мельничного режима):

- аэросмеси $W_1=13,0\ldots 14,0$ м/с;
- внутреннего вторичного воздуха $W_{2,1}=23\ldots 24$ м/с;
- внешнего вторичного воздуха $W_{2,2}=35\ldots 36$ м/с.

Защита фронтной и задней стен топочной камеры в районе ярусов установки вихревых горелок осуществляется подачей 6% от BV_0 вторичного воздуха через 12 сопел пристенного дутья.

Горячий воздух в количестве 17% от BV_0 подается через сопла третичного дутья, которые установлены в 1 ярус на отметке +25,000 м. Встречное расположение сопел позволяет получить хорошую дальнобойность струй воздуха и поступление кислорода в центр топки.

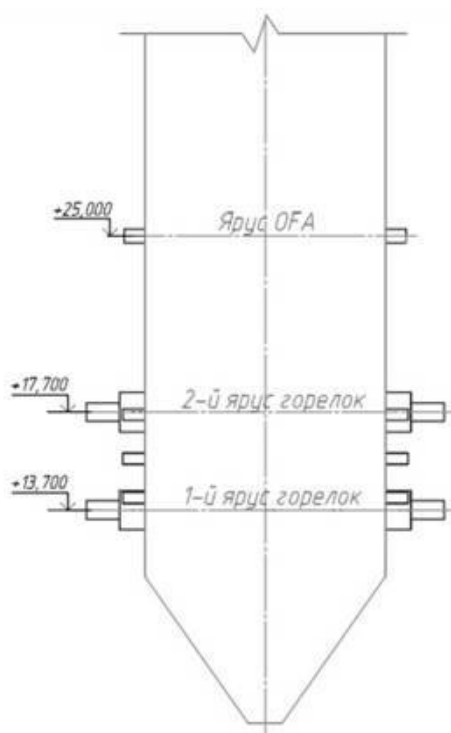
Топливоно-воздушные балансы для 100% и 60% нагрузки при сжигании экибастузского угля приведены на рисунках ниже



$\alpha''_{\tau} = 1,2$						
$\Delta\alpha_{\tau} = 0,05$						
$\Delta\alpha_{OFA} = 0,17$						
Распределение по ярусам горелок в долях от общего расхода			Избытки воздуха в горелке			
	b_{Π}	β_{CA}	α_{τ}			
$\alpha_{зоны} = 0,980$ (за 2-м ярусом горелок)						
$\Delta\alpha_2=0,3118$ $\Delta\alpha_1=0,1482$ $\Delta\alpha_{присг}=0,02$ $\Sigma\Delta\alpha=0,480$	0,5	0,5	0,920			
$\Delta\alpha_{присг}=0,04$						
$\alpha_{зоны} = 0,920$ (за 1-м ярусом горелок)						
$\Delta\alpha_2=0,3118$ $\Delta\alpha_1=0,1482$ $\Sigma\Delta\alpha=0,460$						

Режим: $D_K=1650$ т/ч; $Z_M=8$; $V_2=72,7$ тыс. м³/ч.

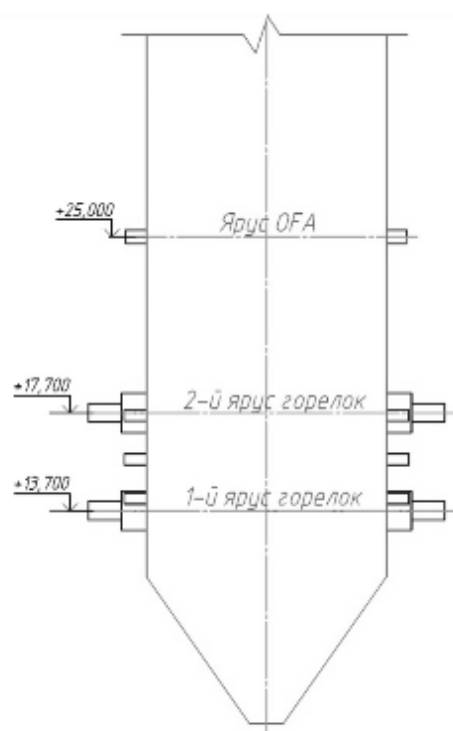
Рис 5. Топливо-воздушный баланс на нагрузке котла $D_K=100\%$ при работе 8 мельниц.



$\alpha''_{\tau}=1,2$			
$\Delta\alpha_{\tau} = 0,05$			
$\Delta\alpha_{OFA} = 0,17$			
Распределение по ярусам горелок в долях от общего расхода			Избытки воздуха в горелке
	b_{Π}	β_{CA}	α_{τ}
$\alpha_{зоны} = 0,980$ (за 2-м ярусом горелок)			
$\Delta\alpha_2=0,3203$ $\Delta\alpha_1=0,1597$ $\Delta\alpha_{присг}=0,02$ $\Sigma\Delta\alpha=0,500$	0,571	0,571	0,840
$\Delta\alpha_{присг}=0,04$			
$\alpha_{зоны} = 1,026$ (за 1-м ярусом горелок)			
$\Delta\alpha_2=0,2402$ $\Delta\alpha_1=0,1199$ $\Delta\alpha_{окл}=0,0799$ $\Sigma\Delta\alpha=0,440$	0,429	0,429	0,840

Режим: $D_K=1650$ т/ч; $Z_M=7$; $V_2=77,6$ тыс. м³/ч.

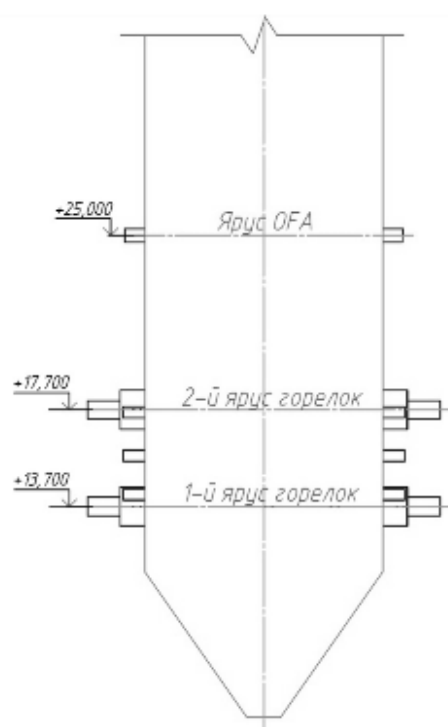
Рис 6. Топливо-воздушный баланс на нагрузке котла $D_K=100\%$ при работе 7 мельниц с отключением мельницы, работающей на 1-й ярус горелок.



$\alpha_{\Gamma}^{\text{н}} = 1,2$			
$\Delta\alpha_{\Gamma} = 0,05$			
$\Delta\alpha_{\text{OFA}} = 0,17$			
Распределение по ярусам горелок в долях от общего расхода	Избытки воздуха в горелке		
	$b_{\text{п}}$	$\beta_{\text{СА}}$	α_{Γ}
$\alpha_{\text{зоны}} = 0,980$ (за 2-м ярусом горелок)			
$\Delta\alpha_2 = 0,2402$	0,429	0,429	0,840
$\Delta\alpha_1 = 0,1199$			
$\Delta\alpha_{\text{охл}} = 0,0799$			
$\Delta\alpha_{\text{присг}} = 0,02$			
$\Sigma\Delta\alpha = 0,460$			
$\Delta\alpha_{\text{присг}} = 0,04$			
$\alpha_{\text{зоны}} = 0,84$ (за 1-м ярусом горелок)			
$\Delta\alpha_2 = 0,3203$	0,571	0,571	0,840
$\Delta\alpha_1 = 0,1597$			
$\Delta\alpha_{\text{охл}} = 0,0370$			
$\Sigma\Delta\alpha = 0,480$			

Режим: $D_K = 1650$ т/ч; $Z_M = 7$; $V_2 = 77,6$ тыс. м³/ч

Рис 7. Топливо-воздушный баланс на нагрузке котла $D_K = 100\%$ при работе 7 мельниц с отключением мельницы, работающей на 2-й ярус горелок.



$\alpha_{\Gamma}^{\text{н}}=1,3$			
$\Delta\alpha_{\Gamma}=0,083$			
$\Delta\alpha_{\text{OFA}}=0,080$			
Распределение по ярусам горелок в долях от общего расхода			Избытки воздуха в горелке
	$b_{\text{п}}$	$\beta_{\text{СА}}$	α_{Γ}
$\alpha_{\text{зоны}}=1,137$ (за 2-м ярусом горелок)			
$\Delta\alpha_2=0,4045$ $\Delta\alpha_1=0,2041$ $\Delta\alpha_{\text{присг}}=0,0117$ $\Sigma\Delta\alpha=0,6203$	0,571	0,571	1,065
$\Delta\alpha_{\text{присг}}=0,0233$			
$\alpha_{\text{зоны}}=1,150$ (за 1-м ярусом горелок)			
$\Delta\alpha_2=0,3033$ $\Delta\alpha_1=0,1531$ $\Delta\alpha_{\text{охл}}=0,0370$ $\Sigma\Delta\alpha=0,4934$	0,429	0,429	1,065

Режим: $D_K = 990$ т/ч; $Z_M = 7$; $V_2 = 62,5$ тыс. м³/ч

Рис 8. Топливо-воздушный баланс на нагрузке котла $D_K = 60\%$ при работе 7 мельниц с отключением мельницы, работающей на 1-й ярус горелок

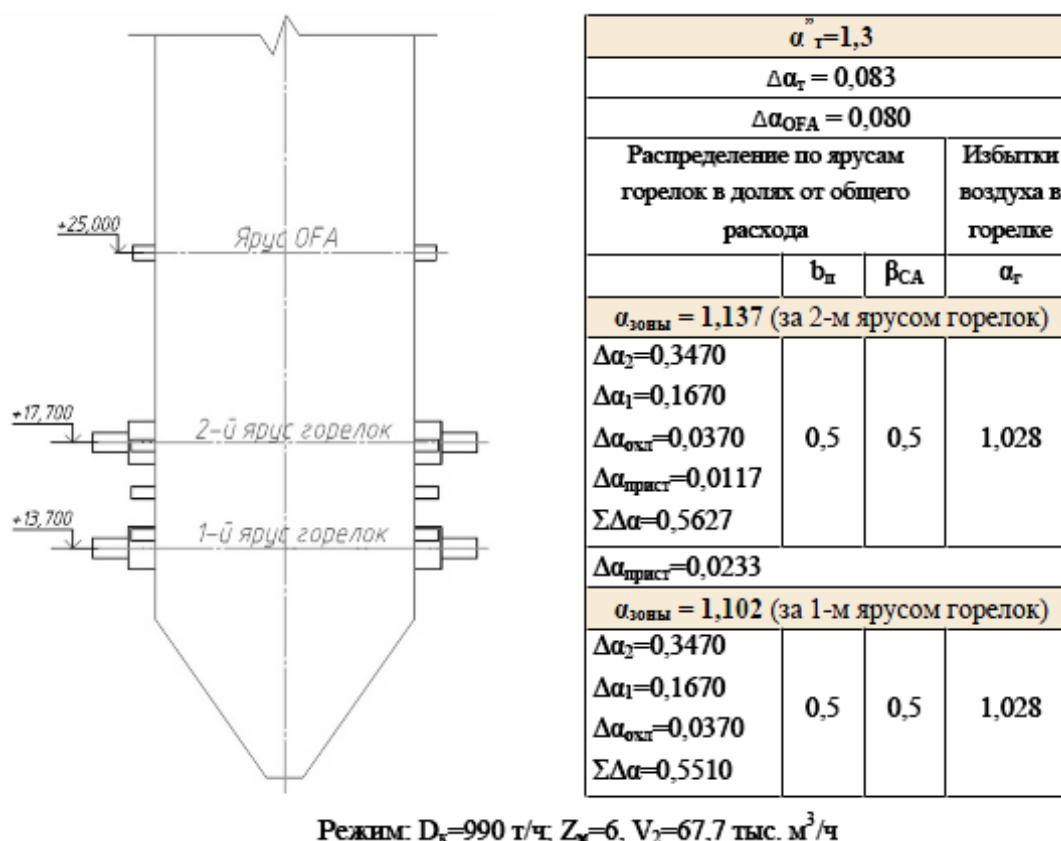


Рис.9. Топливо-воздушный баланс на нагрузке котла $D_K = 60\%$ при работе 6 мельниц с диагональным отключением 2 мельниц

2.6.4 Топочная камера

Для реализации проектных решений по реконструкции горелочных устройств необходимо произвести реконструкцию экранов боковых стен НРЧ, при этом будут заменены:

- 1 Топочно-горелочные устройства (горелки, сопла пристенного и третичного дутья);
- 2 Разводки топочно-горелочных устройств
- 3 Обмуровка в районе топочно-горелочных устройств;
- 4 Мазутные форсунки и запально-защитные устройства;
- 5 Реконструкция рам обмуровочных плит НРЧ;
- 6 Площадки обслуживания.

Общий вид измененной боковой стены представлен на рисунке ниже

Для снижения температуры газов на выходе из топки предусмотрена установка в топке двухсветных экранов с необходимой трубопроводной обвязкой. Двухсветные экраны по пару включаются между НРЧ II и СРЧ I

2.7 Основные компоновочные решения

Все изменения в компоновке существующих котлов проводятся исключительно в границах котельной ячейки.

На котлах П-57-3М при сохранении существующей пылесистемы с 8-ю молотковыми мельницами ММТ 2600/2550/590 реализуется система двухступенчатого сжигания топлива с частичным восстановлением NO_x.

Данная модернизация проводится с минимально необходимым изменением существующего оборудования.

Отметки и привязки размещения основных пылеугольных горелок сохраняются, отметки и привязки сопел третичного и пристенного дутья выбраны из условия их размещения в существующем каркасе и щитах изоляции котла.

Планируются следующие изменения в составе котельно-вспомогательного оборудования

- а) исключение из схемы вентилятора рециркуляции вторичного воздуха (ВРВВ);
- б) замена вентиляторов первичного воздуха (ВПВ) на более высоконапорные;
- в) замена вентилятора рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ).

При этом месторасположение заменяемых тягодутьевых машин, а также некоторые элементы площадок и ПГВП и их опорных конструкций, будут максимально возможно однотипными.

2.7.1 Тягодутьевое оборудование

2.7.2 Вентилятор рециркуляции вторичного воздуха

На существующих котельных установках в схемах пылегазовоздухопроводов в качестве вентиляторов рециркуляции вторичного воздуха применены вентиляторы тип ВГДН-21 с электродвигателями мощностью 315 кВт, n=1000 об/мин, напряжением 6000В.

Вентилятор расположен у границы котельной ячейки, справа от продольной оси котла у ряда «И» в сторону ряда «Е»

Данное оборудование исключается из схемы пылегазовоздухопроводов. Вентиляторы подлежат демонтажу.

2.7.3 Вентилятор первичного воздуха

На существующих котельных установках установлено по два вентилятора первичного воздуха тип ВДН-24-ПУ с электродвигателями ДАЗО2-16-64-8/10У1.

Вентиляторы расположен вдоль продольной оси котла между рядами «Г» и «Д»

Проектом предусмотрена замена вентиляторов первичного воздуха (ВПВ) на более высоконапорные по типу оборудования установленного с котлоагрегатом ст. №1 - ВРВ-068-0450.7,5-1К производства АО «КМЗ» с электродвигателем ДАЗОС-1250-6-750У3.1 Месторасположение вентиляторов сохраняется.

Требования к оборудованию и основные характеристики вентиляторов первичного воздуха приведены выше в разделе 6.1.1.

2.7.4 Вентилятор рециркуляции первичного воздуха

На существующих котельных установках в схемах в качестве вентиляторов рециркуляции первичного воздуха применены вентиляторы тип ВГДН-15 с электродвигателями мощностью 315 кВт, $n=1000$ об/мин, напряжением 6000В.

Вентилятор располагался в границах ячейки котла, слева от его продольной оси у ряда «Г» в сторону ряда «В».

В связи с перераспределением воздушных потоков в схеме пылегазовоздухопроводов модернизированного котла, данный тип вентиляторов не обеспечивает необходимые расходно-напорные характеристики.

Проектом предусмотрена замена вентиляторов рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ) на вентиляторы с более высокими аэродинамическими характеристиками.

К установке планируется вентилятор рециркуляции первичного воздуха типа ВРТ-072-0122.10-2К производства АО «КМЗ» с электродвигателем А4С-400Х-6МУ3.

Требования к оборудованию и основные характеристики вентиляторов рециркуляции первичного воздуха приведены выше в разделе 6.1.2.

Таким образом, конструкция пылегазовоздухопроводов становится максимально приближенной на всех существующих энергоблоках. Кроме этого, осуществляется максимальная унификация маршрутов движения персонала обслуживающего котельно-вспомогательное оборудование.

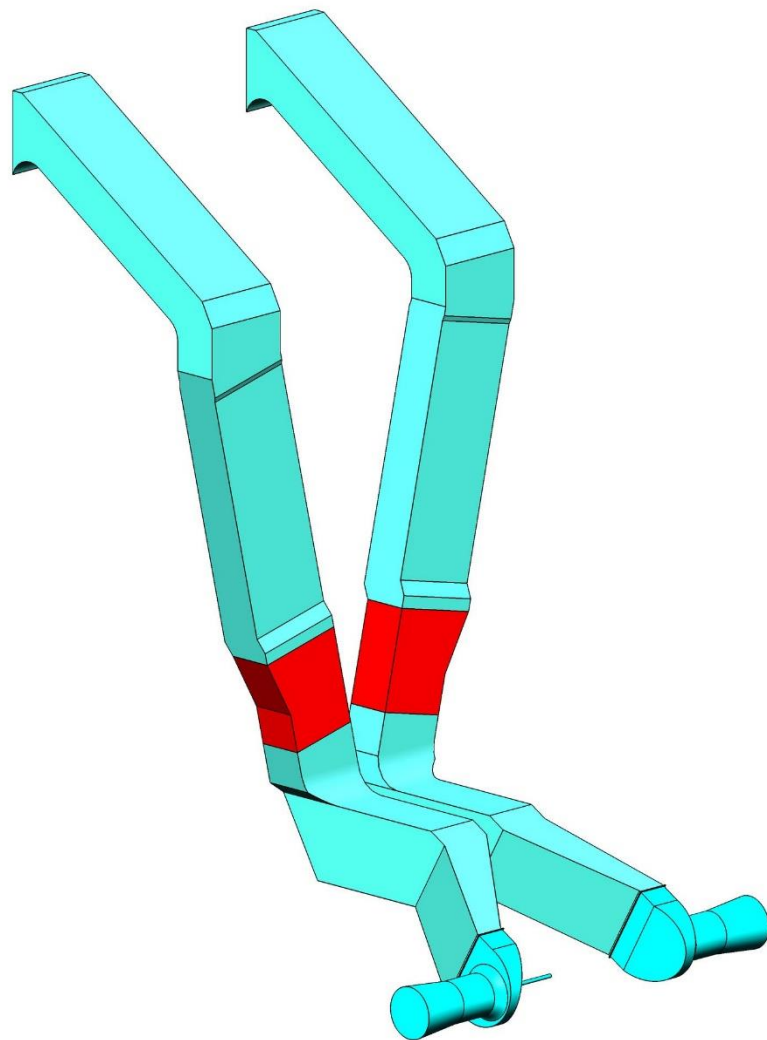
2.8 Основные изменения в конструкции пылегазовоздухопроводов

В данном разделе пояснительной записки условно показаны демонтируемые и вновь монтированные участки отдельных трактов ПГВП и оборудования.

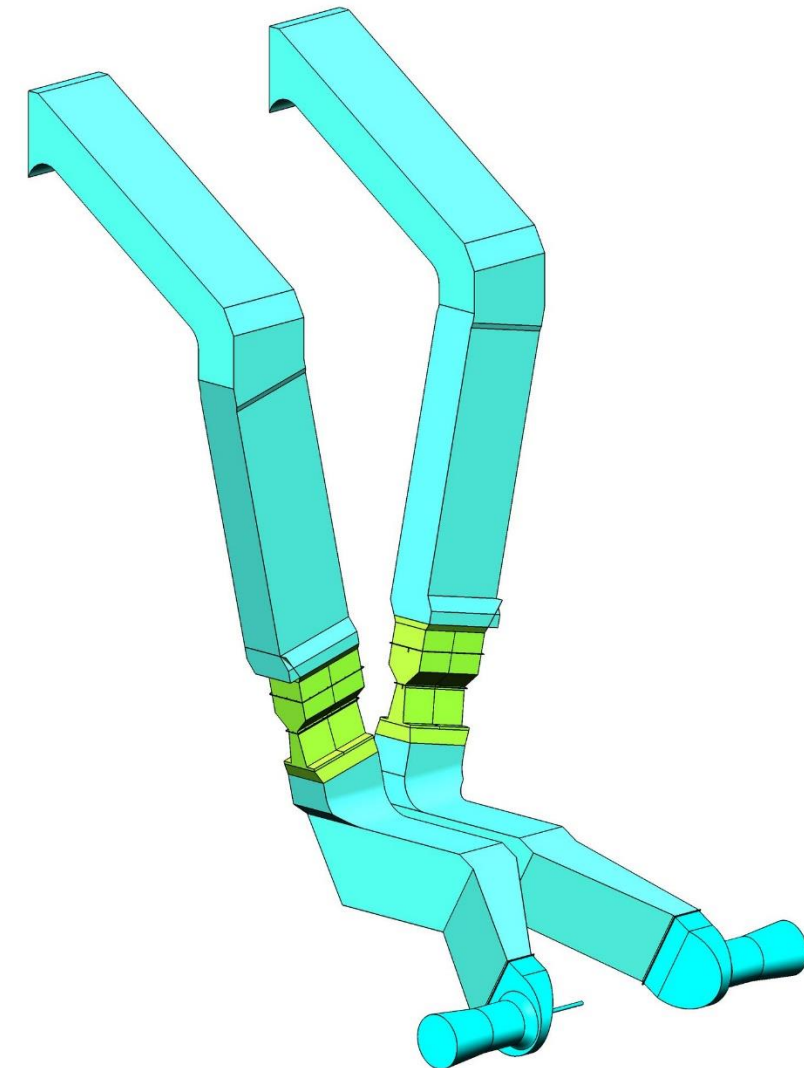
2.8.1 Воздуховоды холодного воздуха

Воздуховоды холодного воздуха от всаса из котельного отделения до дутьевых вентиляторов. Тркт «Б» принят в проекте по чертежу № 213531. Тркт частично подлежит изменению. На рисунке красным цветом показаны участки подлежащие реконструкции с учётом новой схемы.

Существующие воздуховоды



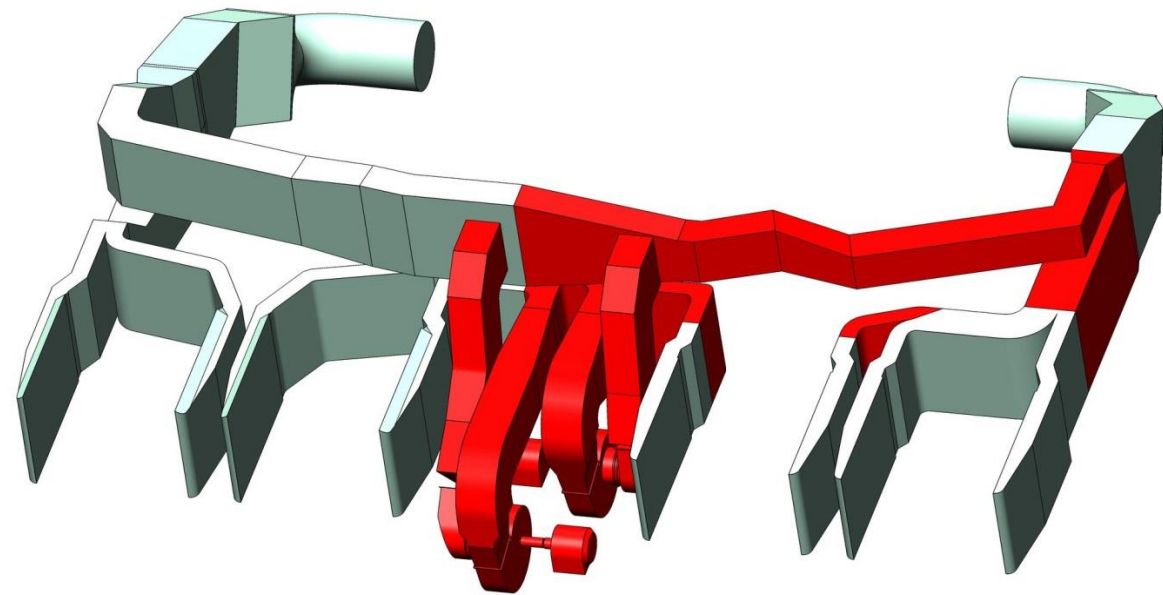
Модернизируемые воздуховоды



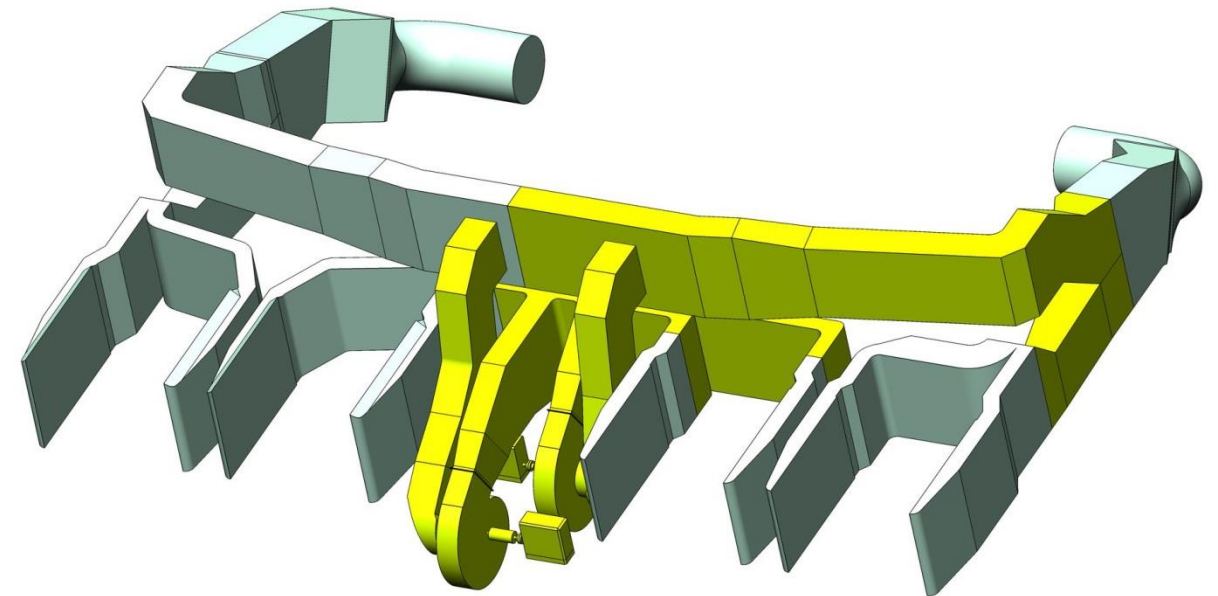
2.8.2 Воздуховоды холодного воздуха

Воздуховоды холодного воздуха от дутьевых вентиляторов до ТВП. Тракт «Б2» принят в проекте по чертежам № 210308, 209457. Тракт частично подлежит изменению. На рисунках красным цветом показаны участки подлежащие реконструкции с учётом нового оборудования и новой схемы деления воздуха перед ТВП.

Существующие воздуховоды



Модернизируемые воздуховоды



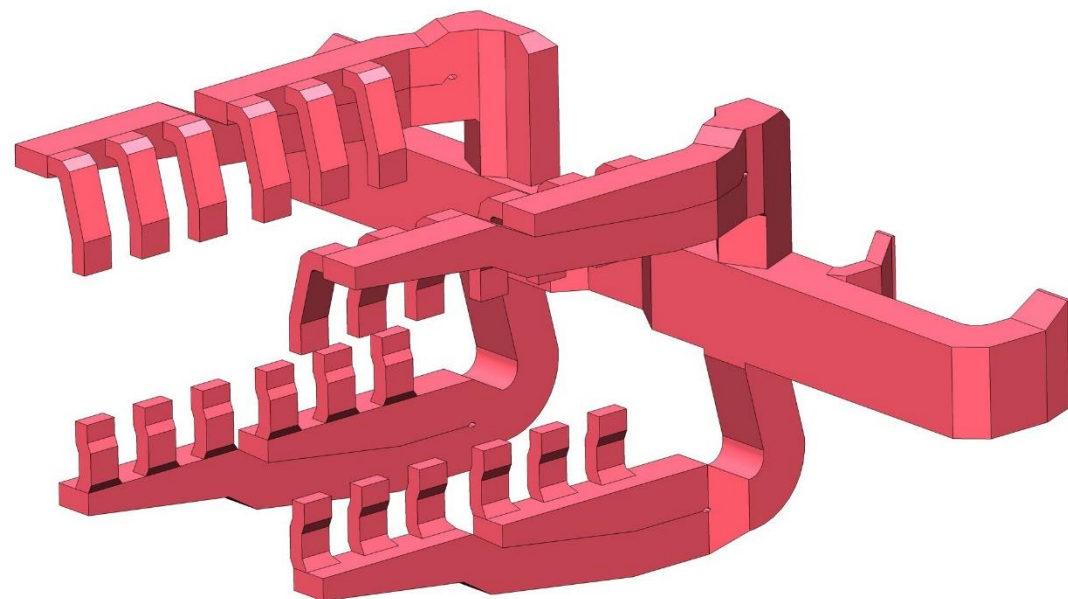
2.8.3 Воздуховоды горячего воздуха

Тракт горячего воздуха «В2» принят в проекте по чертежу № 213534. Тракт частично остаётся без изменений.

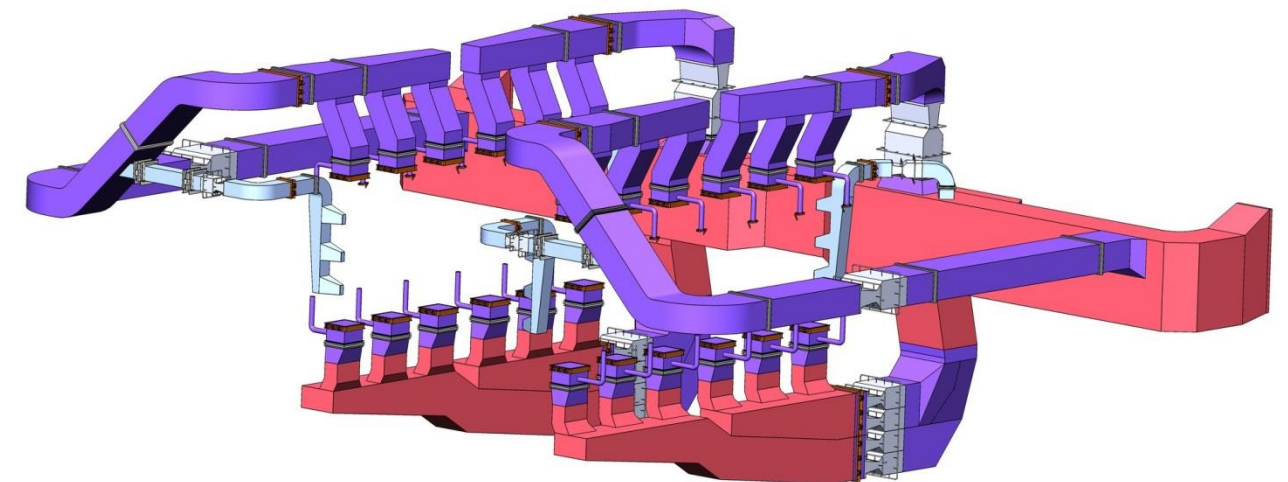
Реконструкции подлежат воздуховоды, идущие к горелкам второго яруса. В воздуховодах, идущих на первый ярус горелок необходимо будет разместить расходомерные устройства, поменять местами существующие клапаны установив их после расходомерных устройств. Реконструировать переходные участки перед горелками.

Ниже на рисунке фиолетовым цветом показаны реконструируемые участки.

Существующие воздуховоды



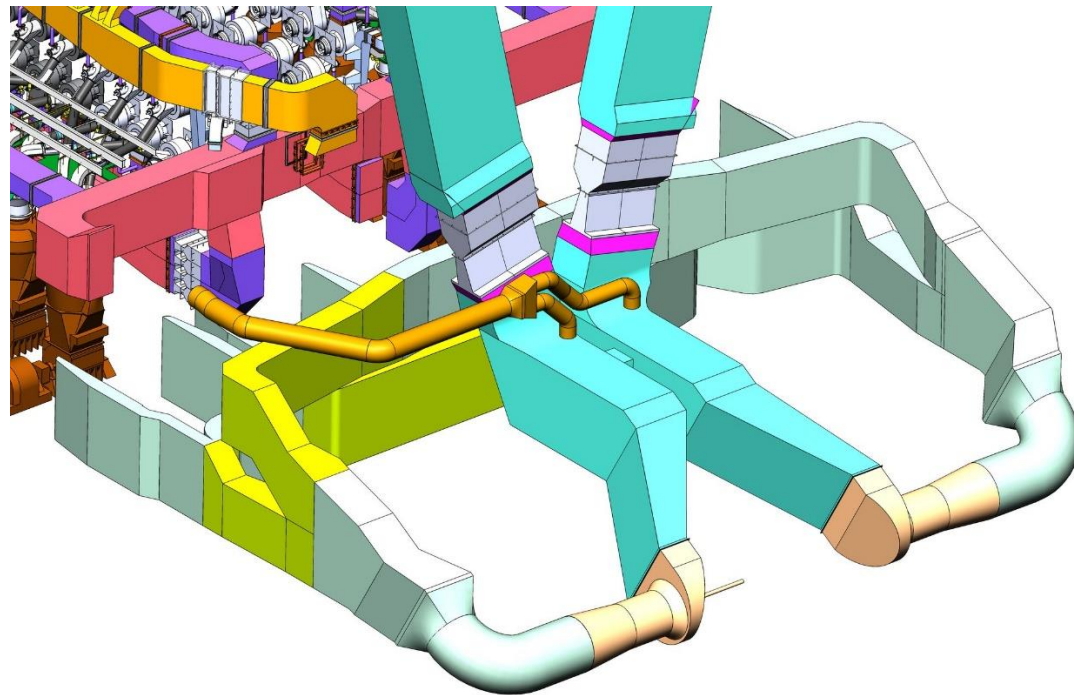
Модернизируемые воздуховоды



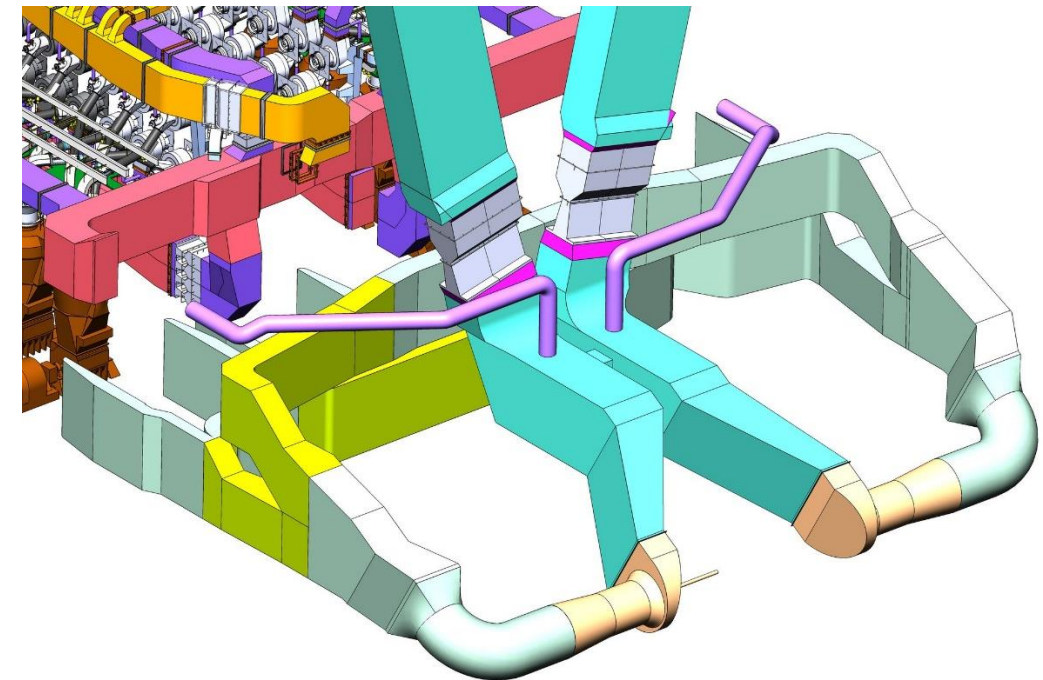
2.8.4 Воздуховоды горячего воздуха на всас дутьевых вентиляторов. Тракт «Е3»

Тракт «Ж» воздуховоды защиты ТВП от коррозии принят в проекте по чертежу № 210554. Тракт подлежит полному демонтажу.

Существующие воздуховоды



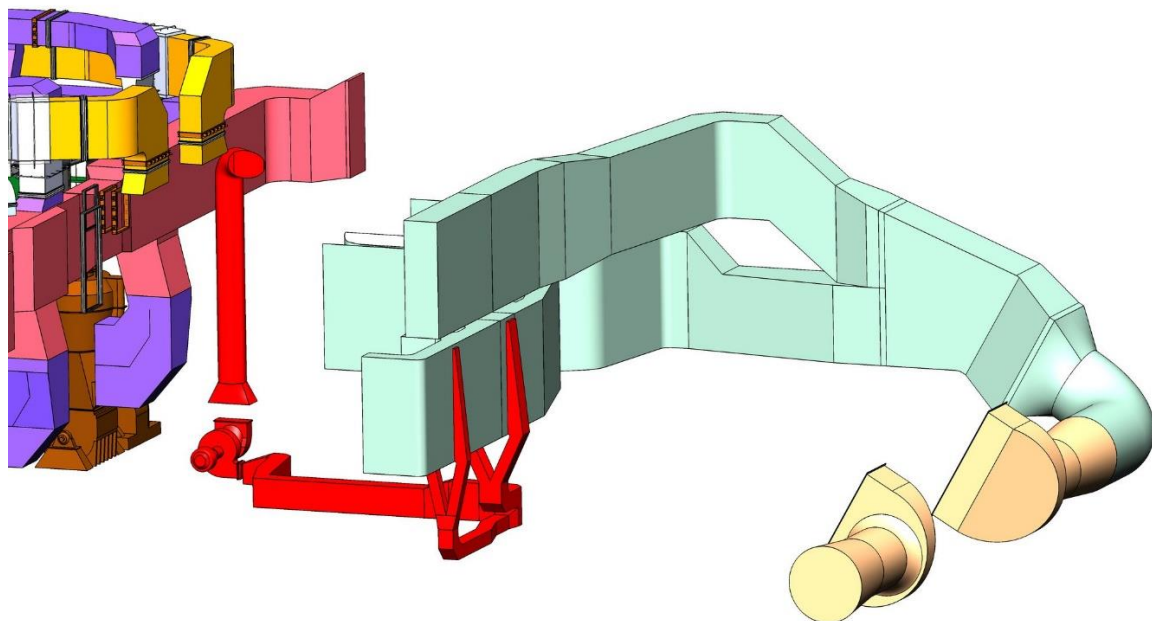
Модернизируемые воздуховоды



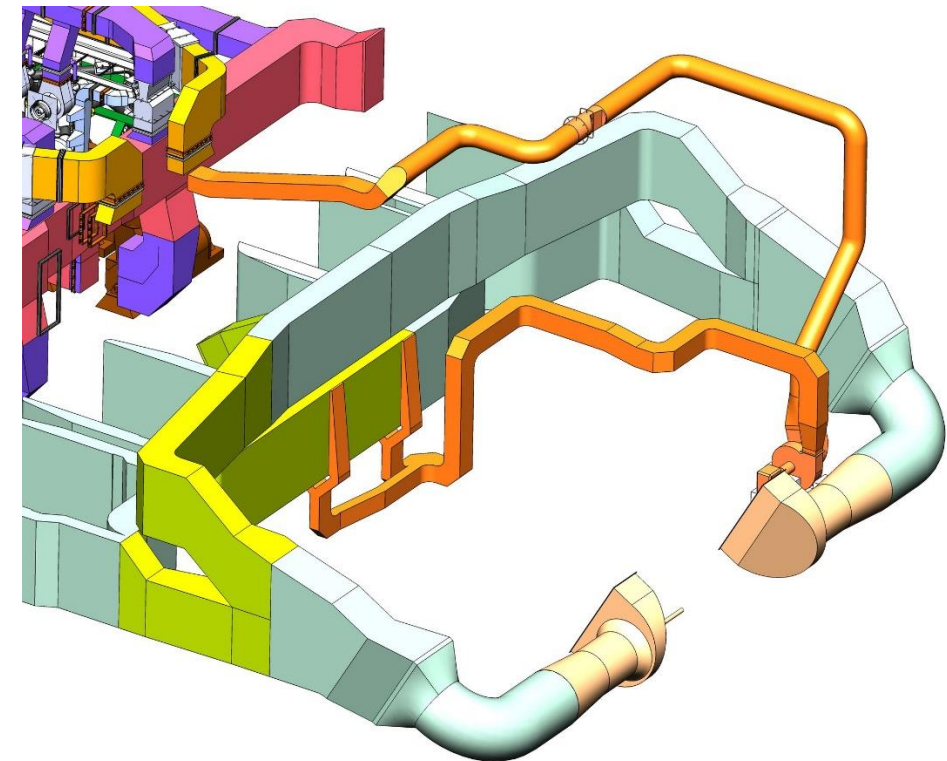
2.8.5 Рециркуляция в первичный воздух. Тракт «Е1»

Воздухопроводы рециркуляции в первичный воздух. Тракт «Е1» принят в проекте по чертежам № 210543. Тракт подлежит полному демонтажу.

Существующие воздуховоды



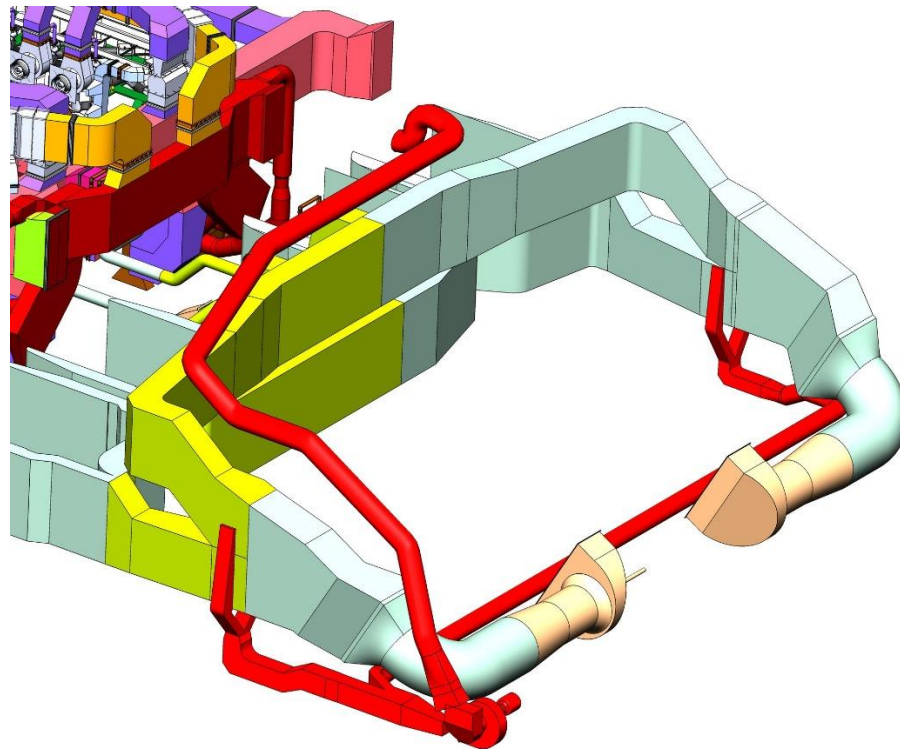
Модернизируемые воздуховоды



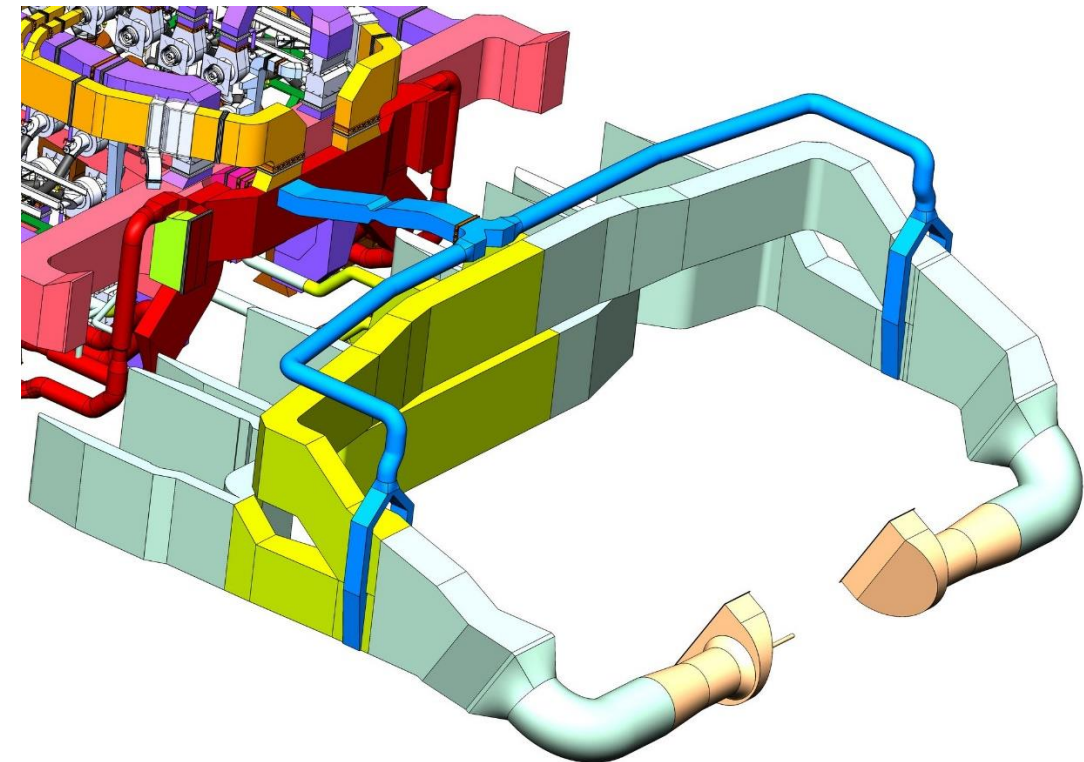
2.8.6 Рециркуляция во вторичный воздух. Тракт «Е2».

Воздухопроводы рециркуляции во вторичный воздух. Тракт «Е2» принят в проекте по чертежам № 218174. Тракт подлежит полному демонтажу.

Существующие воздуховоды



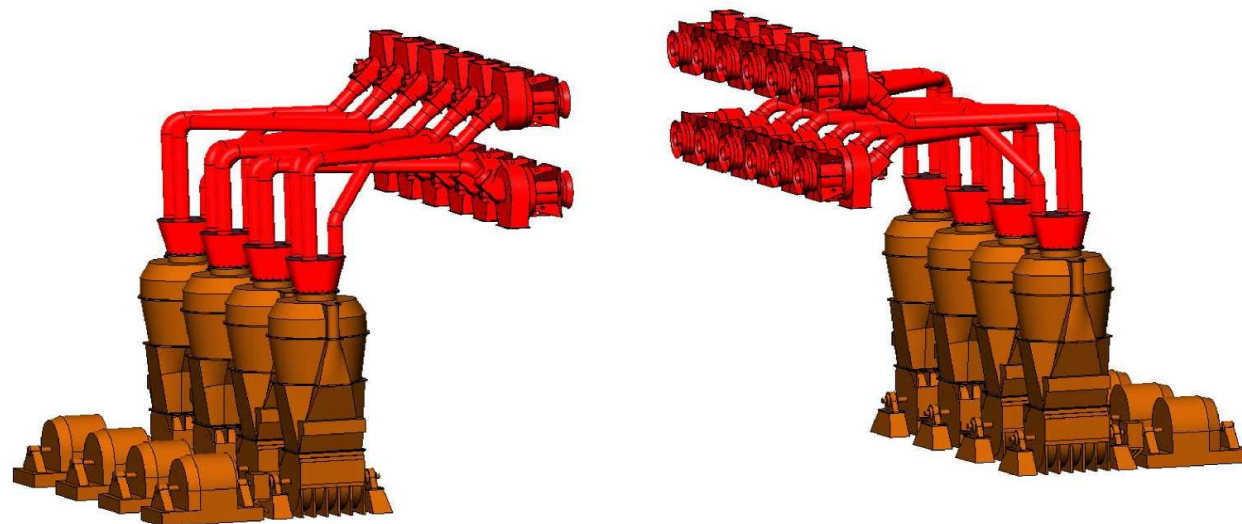
Модернизируемые воздуховоды



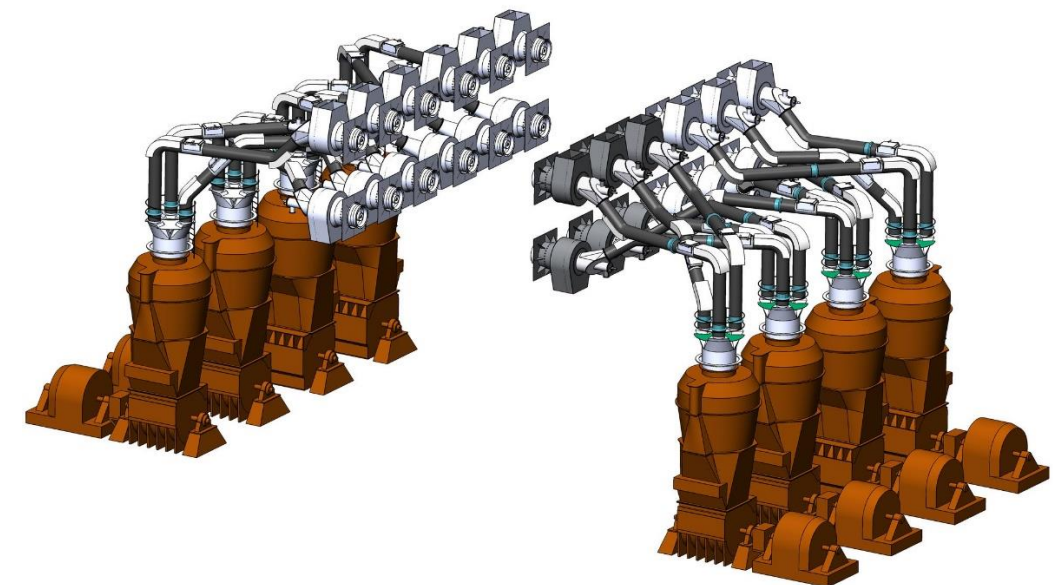
2.8.7 Реконструкция пылепроводов с пыледелителями.

Пылепроводы к горелкам. Тракт «Р» принят в проекте по чертежу 213541. Тракт от мельниц до горелок (включая пыледелители, пылепроводы и горелки) подлежит демонтажу. На рисунке красным цветом показаны участки подлежащие реконструкции.

Существующие пылепроводы

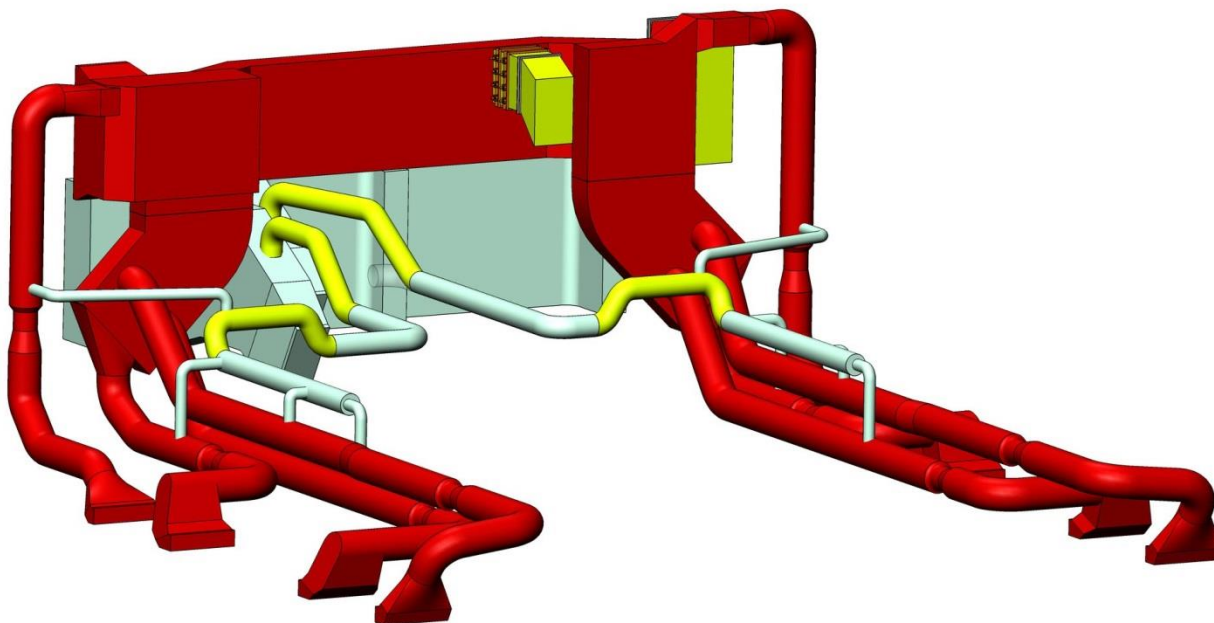


Модернизируемые пылепроводы



2.8.8 Воздуховоды горячего воздуха к мельницам. Тракт «В1»

Воздухопроводы первичного воздуха к мельницам. Тракт «В1» принят в проекте по чертежу № 199859. Тракт частично претерпевает изменения. На рисунке жёлтым цветом показаны модернизируемые участки.

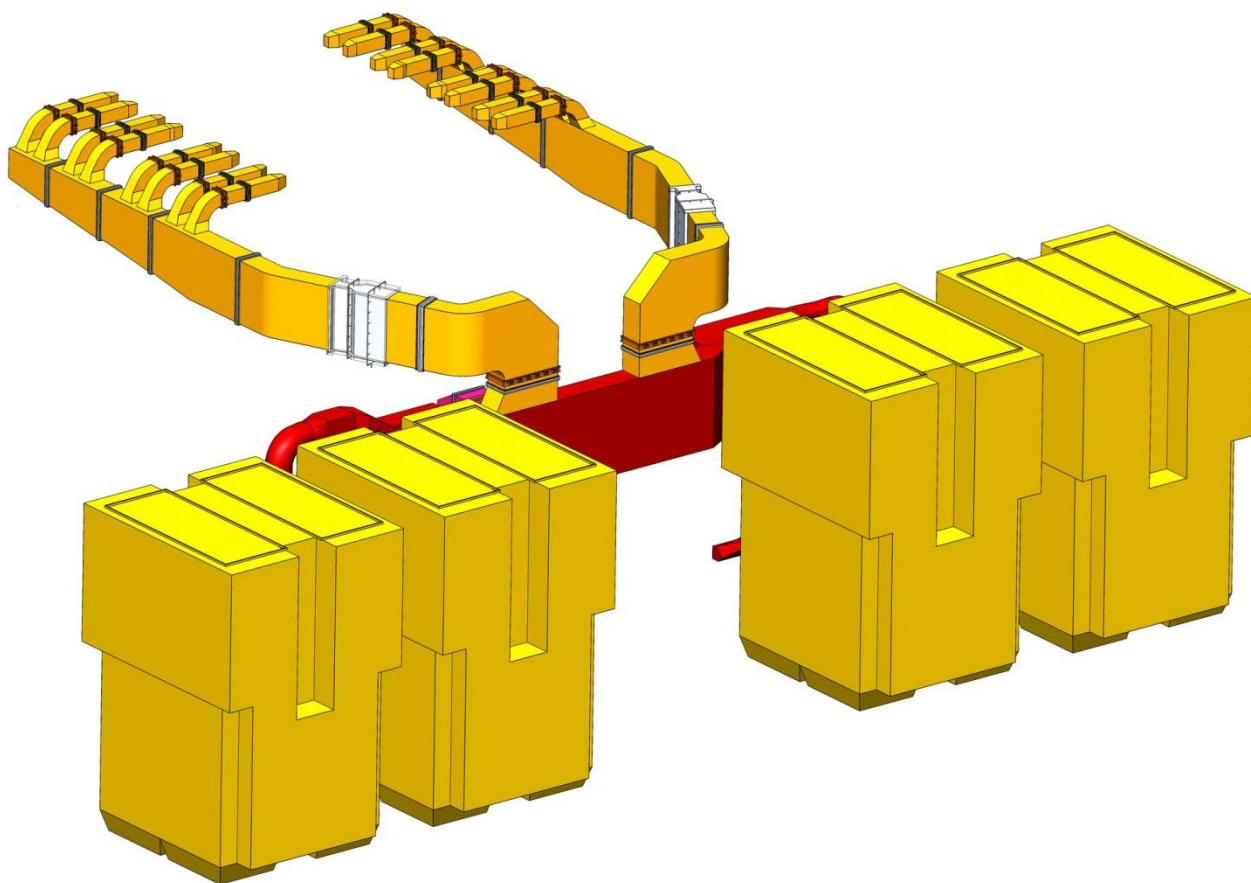


Воздуховоды горячего воздуха к мельницам. Тракт «В1».

2.8.9 Вновь монтируемые тракты воздухопроводов

Для подачи третичного воздуха с обеспечением необходимой скорости на выходе из сопел OFA будет осуществлён отбор горячего воздуха из перемычки первичного воздуха между ТВП см. рисунок ниже.

Для подачи воздуха в пристенные сопла осуществлён отбор горячего воздуха из перемычки вторичного воздуха между ТВП см. рисунок ниже



Вновь монтируемые участки трактов воздухопроводов

На воздуховодах и пылепроводах устанавливается необходимое количество компенсаторов тепловых расширений, клапанов с МЭО и элементами сочленений. В объем реконструкции входят площадки и лестницы обслуживания третичного дутья, пристенного дутья; необходимые металлоконструкции КВО. Принципиальная схема ПГВП с реконструированными воздуховодами приведена на рисунке.

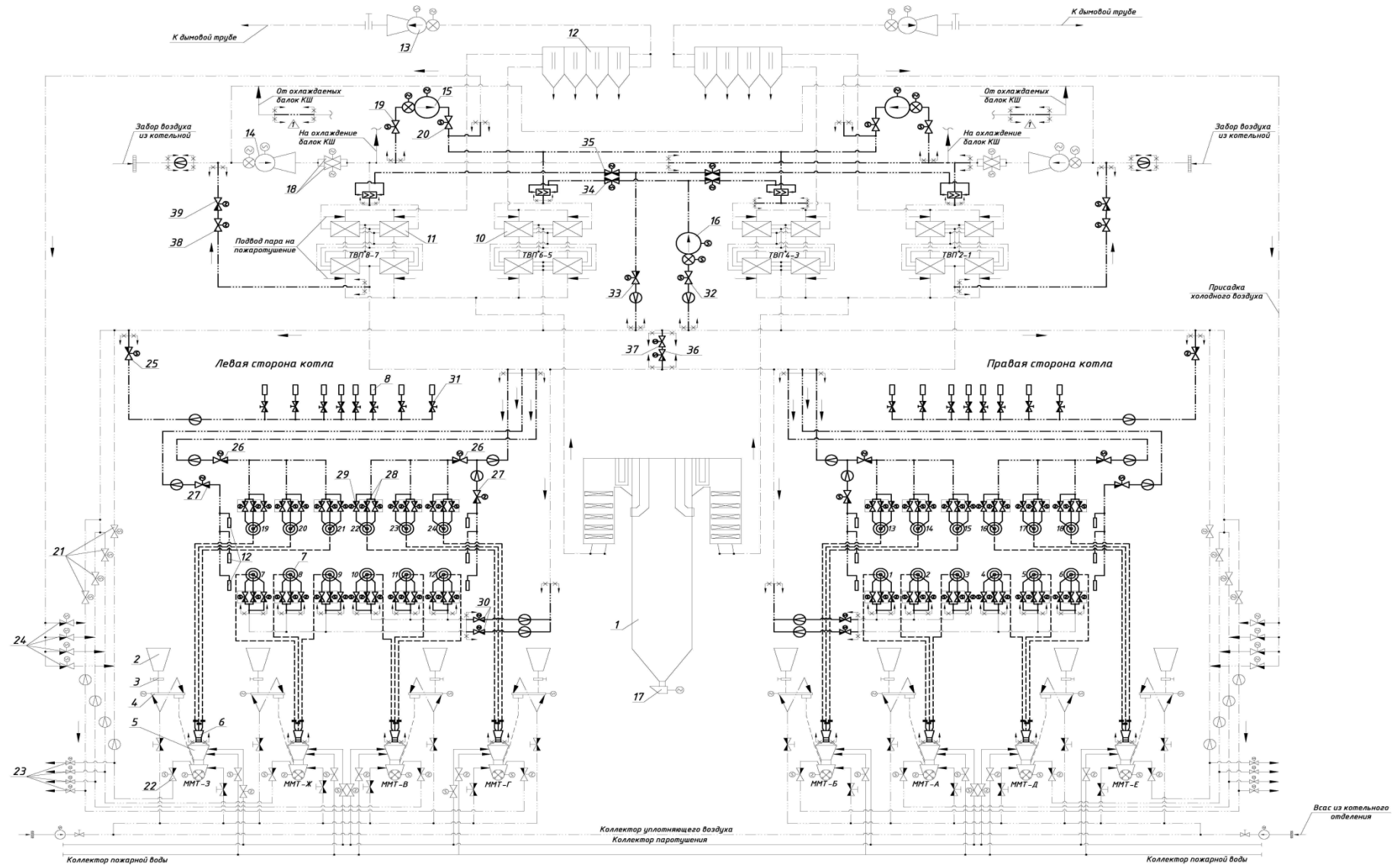


Рис 20. Принципиальная схема ПГВП с реконструированными воздуховодами

2.7 Техничко-экономические и экологические показатели

Основные технико-экономические параметры и их предельные отклонения при нормальных эксплуатационных условиях в установившемся режиме работы котла по данным разработчика техно-рабочего проекта модернизации котла П-57-3М - АО «Подольский машиностроительный завод «ЗиО», должны соответствовать данным представленным в таблице.

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Значения параметров и их отклонения
1	Максимальная длительная паропроизводительность, т/ч	D _{max}	1650
2	Температура первичного пара за котлом, °С	t _{пе}	545±5
3	Давление первичного пара за котлом, кгс/см ²	P _{пе}	255±5
4	Температура питательной воды, °С	t _{пв}	275*
5	Расход вторичного пара, т/ч	D _{вт}	1364*
6	Температура перегрева вторичного пара, °С	t _{вт}	545±5
7	Давление вторичного пара на выходе из котла, МПа	P _{вт}	38*
8	Массовая концентрация NO _x в дымовых газах (при α= 1.4) не более, мг/нм ³ ,	NO _x	600

* - определяется технологической схемой станции;

Показатели работы котла определяются при проведении экспресс испытаний перед проведением реконструкции и должны быть не хуже после проведения реконструкции.

2.8 Станционные трубопроводы в главном корпусе

Тепловая схема станции выполнена в блочном исполнении. В тепловую схему каждого блока входит следующее оборудование и системы:

- Котлоагрегат
- Турбоустановка, включая конденсатор, систему регенерации и прочие системы
- Питательные насосы с турбоприводами
- Блочная обессоливающая установка

Общими трубопроводами для всех блоков являются:

- Коллекторы обессоленной воды
- Коллектор пара 1,3Мпа 375°С на собственные нужды
- Коллектора сетевой воды
- Коллектор подачи воздуха к эрлифтам

Настоящий проект не вносит изменений в схему общестанционных трубопроводов. Изменения коснутся только трубопроводов в пределах котла и вспомогательных трубопроводов в пределах котельной ячейки блоков ст. №3-8.

В связи с установкой новой поверхности нагрева - двухсветного экрана, на всех шести котлах предусматриваются дополнительные трубопроводы переброса нагреваемой среды: НРЧ II – двухсветный экран и трубопровод двухсветный экран - СРЧ I.

Реконструкции подлежат также трубопроводы пара и мазута в пределах обвязки растопочных форсунок горелок. Собственно паромазутное кольцо котлов остается неизменным.

В период модернизации котлов замене подлежат вентиляторы первичного воздуха и вентилятор рециркуляции первичного воздуха. Данные вентиляторы имеют ходовую часть оснащенную жидкой смазкой. Маслосистема выполненной в виде масляной ванны расположенной в корпусе ходовой части. Охлаждение маслосистемы осуществляется посредством змеевика смонтированного в корпусе ходовой части. По змеевику циркулирует охлаждающая вода, подводимая с одной стороны корпуса подшипников. Расход охлаждающей воды составляет примерно 0,5-0,75 м³/ч на вентилятор, температура воды на входе в змеевик не должна превышать 25°С. Поскольку охлаждение маслосистемы имелось и на существующих тягодутьевых машинах, имеющиеся трубопроводы охлаждающей воды подлежат только перетрассировке в местах подвода к механизмам.

Решения планируется реализовать на всех шести энергоблоках ст. №3-8. В виду возможных различий каждого энергоблока, объемы работ по реконструкции вспомогательных трубопроводов могут незначительно отличаться и уточняются при рабочем проектировании.

Для осуществления контроля факела в топке модернизированного котла, горелочные устройства котла оснащаются датчиками общего факела по типу «Факел-012» и датчиками факела горелок по типу ФДСА-04М – ООО «НПП «Прома», а также запальными устройствами по типу СЭГ.ДЗУ – ООО «СибЭнергоГруп». Данные устройства предполагают подвод к ним охлаждающего воздуха.

Классы чистоты сжатого воздуха по ГОСТ Р ИСО 8573-1-2016 должны соответствовать ИСО 8573-1:2010:

- По твердым частицам – 2 класс
- По влажности – 6 класс
- По общему содержанию масел – 2 класс

Воздух к вновь устанавливаемым устройствам подводится по трубопроводам сжатого воздуха двух параметров:

- Для охлаждения датчиков контроля факела Ризб.=10кПа, температура 20-40°C, суммарный расход 400 нм³/ч
- Дуговое запальное устройство Ризб.=500кПа, температура 20-60°C, суммарный расход 640-960 нм³/ч

Вновь монтируемые трубопроводы подключаются к имеющимся трубопроводам сжатого воздуха ф 89мм котлов ст. №3-8, которые в свою очередь берут начало от общестанционного трубопровода сжатого воздуха ф219мм, расположенного в котельном отделении на отм. +6.000м между рядами Б-В.

Сжатый воздух давлением Ризб=8кгс/см² подается в котельный цех от общестанционной компрессорной станции. В компрессорной установлены четыре компрессора и один компрессор ВВ-50-8. Производительность каждого компрессора 3000м³/ч.

Поскольку на охлаждения датчиков контроля факела и дуговое запальное устройство требуется подача воздуха более низких параметров, вновь монтируемые трубопроводы оснащаются необходимой запорной, регулирующей и предохранительной арматурой.

Для обеспечения требуемой чистоты сжатого воздуха, подаваемого на датчики контроля и дуговое запальное устройство, на трубопроводах устанавливаются магистральные фильтры, обеспечивающие соответствующий класс очистки.

2.9 Механизация ремонтных работ

Для выполнения работ по модернизации котлов и в последующем их ремонтов в главном корпусе Экибастузской ГРЭС-1 используется существующее грузоподъемное оборудование.

Капитальные, расширенные текущие и текущие ремонтные работы крупногабаритного оборудования выполняются на площадке ГРЭС-1 силами и средствами специализированных подрядных организаций.

В котельном отделении, установленное оборудование, обслуживается мостовым краном котельного отделения грузоподъемностью 50/10т. Пролет моста крана - 47,5м, уровень головки рельса +66,000м.

Ремонт трубчатого воздухоподогревателя осуществляется также с применением установленных в отделении мостовых кранов грузоподъемностью 30/5 т.

Углеразмольное оборудование (ММТ) обслуживается мостовыми кранами грузоподъемностью 30/5 т.

Обслуживание и ремонт тягодутьевого оборудования производится с помощью существующих мостовых кранов грузоподъемностью 30/5 т.

Спиральные корпуса (улитки) и корпуса ходовых частей, вновь устанавливаемых тягодутьевых механизмов (ВПВ и ВРПВ), выполняются разъемными для возможности выема роторов вентиляторов, замены подшипников и ремонта рабочих колес. В корпусах улит предусматриваются люки (дверцы) для доступа внутрь механизмов.

Компоновка тягодутьевых машин и газоходов обеспечивает габарит проноса их комплектующих частей.

Кроме того в отделении установлены тельферы грузоподъемностью 3,2т для обслуживания питателей сырого угля, турбовоздухонагревателей (ВУМ)

Для транспортировки грузов по отм. 0,000 с помощью напольного транспорта, автотранспорта транспорта, предусмотрен проезд вдоль ряда «В» с привязкой 4200мм в сторону ряда «Г». Вертикальный габарит проезда +5,400м

Дополнительных средств механизации ремонтных работ, помимо уже существующих, настоящим проектом не предусматривается.

2.10 Применение малоотходных и безотходных технологий, повторное использование тепла и стоков.

Настоящий проект направлен на внедрение малоотходных и ресурсосберегающих технологий. В задачи данных технологий входит создание производства с минимальным количеством отходов, оказывающих вредные воздействия на окружающую среду.

Мероприятия данного проекта позволяют создать процесс эффективного сжигания твердого топлива, при котором происходит:

- а) снижение образования окислов азота (NO_x)
- б) уменьшение шлакования экранов топки
- в) повышение устойчивости горения

Достигается это комплексом конструктивных решений:

- конструкцией низкоэмиссионных вихревых пылеугольных горелок
- двухъярусным размещением пылеугольных горелок на боковых стенах топочной камеры, расположенных по встречной схеме

- организацией пристенного дутья вдоль фронтальной и задней стенок в районе установки основных горелок;
- поярусную схему подключения мельниц к основным горелкам
- установку над горелками воздушных сопел третичного дутья (OFA) встречно для дожигания продуктов неполного сгорания в верхней части топки.

Снижение окислов азота в данных предложениях достигается за счет применения следующих технологических мероприятий:

- применения системы двухступенчатого сжигания. Топливо сжигается при избытке воздуха в горелках $\alpha_{\Gamma}=0,8...0,9$. Для дожигания топлива выше зоны горелок подается третичный воздух в количестве 17% от BPVo.
- установки низкоэмиссионных турбулентных горелок с низким выходом оксидов азота. В конструкции горелок используется принцип двухступенчатого сжигания топлива в пределах факела каждой отдельной горелки (горизонтальная стадийность). Вторичный воздух делится на два потока с разными параметрами крутки. Внутренний поток закручивается и служит для стабилизации факела. Наружный канал имеет больший параметр крутки, и часть воздуха отрывается от основного потока пыли на начальном участке факела в зоне выхода и воспламенения летучих веществ. Первичное горение происходит с коэффициентом избытка воздуха ниже единицы. Недостаток воздуха в этой зоне способствует превращению азота, содержащегося в топливе, в молекулярный.
- Уменьшение шлакования экранов топки достигается за счет растягивания зоны горения топлива. Реализуется это путем подачи части воздуха выше горелок второго яруса в сопла третичного воздуха. В этих условиях зона активного горения растягивается по высоте, вследствие чего в ней снижается уровень температур газов и, как следствие, уменьшается возможность шлакования экранов. Установка сопел пристенного дутья дополнительно защищает фронтальную и тыловую стенки в области 1-го и 2-го яруса горелок.

Проблема устойчивости горения возникает при сниженных нагрузках работы котла из-за уменьшения температуры факела.

Повышения устойчивости горения при этих нагрузках можно достичь путем концентрации факела горения и повышения за счет этого температурного уровня факела.

Той же цели будет служить отключение мельниц при сниженных нагрузках, подающих пыль в горелки второго яруса. Количество мельниц, которые следует отключить, будет определено в пуско-наладочный период.

Повышению устойчивости горения также способствует конструкция горелки. При сниженных нагрузках можно перераспределить воздух между каналами вторичного воздуха за счет чего воздух может быть приближен или отдален от пылевоздушного потока.

Реализации малоотходных и ресурсосберегающих технологий способствует применение нового физически не изношенного оборудования с высоким уровнем коэффициента полезного действия. В проекте предусмотрена замена тягодутьевых машин – вентиляторов первичного воздуха и вентиляторов рециркуляции первичного воздуха. При изготовлении данных механизмов заводы-изготовители должны руководствоваться требованиями, разработанными АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗИО») – автором модернизации котла. В документах «Техническими требованиями к вентилятору рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ) для котла П-57-3М» №170.20.005 РР и «Техническими требованиями к вентилятору первичного воздуха (ВПВ) для котла П-57-3М» №170.20.006 РР указано, что расчетные параметры данных механизмов должны располагаться в зоне максимального КПД аэродинамической характеристики машины или предельно близко к ней.

2.11 Вредные выбросы в атмосферу и технические решения по их сокращению

Загрязнение атмосферного воздуха осуществляется при следующих технологических процессах, проводимых на Экибастузской ГРЭС-1: выработка электроэнергии, прием и хранение топлива, работа сварочных, металлообрабатывающих и резательных станков, обжиг, пропитка и сушка обмоток электродвигателей и др.

Основными источниками загрязнения являются энергетические котлы, выбросы от которых составляют около 99% всех выбросов Экибастузской ГРЭС-1. С дымовыми газами в атмосферный воздух выбрасываются следующие загрязняющие вещества: азота (IV) диоксид, азот (II) оксид, сера диоксид, углерод оксид, пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния (20-70%).

Очистка дымовых газов энергетических котлов ЭГРЭС-1 от твердых составляющих проходят в электрофильтрах. На станции эксплуатируются электрофильтры фирмы "Альстом Пауэр Ставан" (котлоагрегаты ст. №№ 2, 7-8) и электрофильтры фирмы "Lodge Cottrell" (котлоагрегаты ст. №№ 3-6). Степень золоулавливания данного оборудования составляет 99,3-99,6%.

Настоящий проект направлен на снижение в уходящих газах котлов окислов азота. Данное загрязняющее вещество имеющимися системами газоочистки не улавливается.

Достигается снижение окислов азота в уходящих газах за счет реализации следующих мероприятий:

– применения системы двухступенчатого сжигания. Основная часть топлива ~ 90% сжигается при избытке воздуха $\alpha_T = 0,8...0,9$ в основных горелках. Для дожигания топлива выше зоны горелок подается третичный воздух в количестве 17% от BPV° .

– установки низкоэмиссионных турбулентных горелок с низким выходом оксидов азота. В конструкции горелок используется принцип двухступенчатого сжигания топлива в пределах факела каждой отдельной горелки (горизонтальная стадийность). Вторичный воздух делится на два потока с разными параметрами крутки. Внутренний поток закручивается и служит для стабилизации факела. Наружный канал имеет больший параметр крутки, и часть воздуха отрывается от основного потока пыли на начальном участке факела в зоне выхода и воспламенения летучих веществ. Первичное горение происходит с коэффициентом избытка воздуха ниже единицы. Недостаток воздуха в этой зоне способствует превращению азота, содержащегося в топливе, в молекулярный.

2.12 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

Технологический процесс производства электрической и тепловой энергии относится к производствам повышенной опасности. Основное оборудование ГРЭС, а также трубопроводы пара и горячей воды работают под давлением до 255 кгс/см², при этом температура рабочих сред может достигать температуры 545°C.

Из опубликованных в Российских источниках («Инженерные изыскания и обследование зданий. Специальное строительство» ФГБОУ ВПО «МГСУ», 2013г, «Молодой ученый» Международный научный журнал №42(228)/2018) материалов следует, что за последние несколько десятилетий в главных корпусах ТЭС произошло более тридцати крупных аварий с выходом из строя основного оборудования.

При этом порядка 92% крупных аварий вызваны отказами в работе оборудования и лишь 8% вызваны другими причинами из них: 69,6% сопровождались пожарами; 7,4% взрывами; 14,8% выбросами горячей воды; 7,4% выбросами пара. На долю аварий, произошедших в главных корпусах, приходится 62,9% гидротехнические сооружения 18,5% электротехнические сооружения

18,6%. Как видим, большинство аварий происходит в главных корпусах ТЭЦ из них, в котельных отделениях — 18,5% и в машинных залах 44,4%.

Поскольку настоящий проект реализуется в границах котельной установки, и не затрагивает турбинное и общестанционное оборудование, то и оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению рассматриваются применительно к котельному оборудованию и только в объемах выполняемой модернизации. Данные мероприятия должны работать в комплексе с уже выполненными на станции техническими решениями, направленными на безаварийную работу, а монтаж оборудования и его эксплуатация, должны осуществляться в строгом соответствии с действующими нормами, правилами и инструкциями.

Основными причинами, способствующими возникновению аварий на оборудовании и трубопроводах работающих под давлением являются:

- наличие арматуры, фасонных частей, т.е. мест с усложненной технологией проведения строительно-монтажных работ, ухудшенным контролем качества сварных швов, повышенной концентрацией напряжений;
- сложная пространственная конструкция трубопроводов, испытывающая значительные переменные температурные и динамические нагрузки;
- дефекты изготовления оборудования;
- несоответствие характеристик применяемых материалов тем рабочим средам в которых они эксплуатируются;
- ошибки монтажа;
- недостаточно качественный диагностический контроль и несвоевременное выполнение ремонтных работ по обеспечению герметичности трубопровода;
- недостаточная профессиональная подготовка производственного персонала.

При проектировании собственно котла котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов в настоящем проекте предусмотрены определенные инженерно-технические мероприятия, относящиеся как непосредственно к области предупреждения аварийных ситуаций, так и режиму безопасности труда персонала.

- 1 Все модернизируемые элементы котла удовлетворяют требованиям действующих законодательств, правил промышленной и пожарной безопасности, нормативно-технических стандартов, распространяющихся на котельное оборудование, включая, но не ограничиваясь:
Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г. № 116 ФЗ. (с изменениями от 7 августа 2000 г., 10 января 2003 г., 22 августа 2004 г., 9 мая 2005 г., 18

- декабря 2006г., 30 декабря 2008 г., 27 декабря 2009 г., 23, 27 июля 2010 г., 1, 18, 19 июля, 28, 30 ноября 2011 г.);
- а. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);
 - б. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);
- 2 Для изготовления элементов котла и трубопроводов работающих под давлением в соответствии с действующими нормативами и правилами применяются следующие марки сталей:
 - а. Для изготовления элементов котла и стационарных трубопроводов, работающих при температурах до 450°С для трубопроводов и коллекторов, до 500°С для поверхностей нагрева котла применяется углеродистая сталь марки 20;
 - б. Для изготовления элементов котла, работающих при температурах до 585°С, применяется хромомолибденованадиевая сталь марки 12Х1МФ и сталь марки 15Х1М1Ф.;
 - 3 Опорно-подвесная система трубопроводов рассчитана на восприятие всех нагружающих факторов;
 - 4 Трубопроводы оснащены в необходимом объеме запорной арматурой;
 - 5 Расположение арматуры на трубопроводах предусмотрено в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта.
 - 6 Трубопроводная арматура, приборы контроля и измерений снабжены в стационарными площадками обслуживания, лестницами, переходными мостиками;
 - 7 Для заполнения, опорожнения и предотвращения гидроударов оборудование и трубопроводы снабжены воздушниками и дренажами;
 - 8 Для защиты от повышения давления сверх допустимого на котле установлены предохранительные клапана. Сброс избыточного давления от предохранительных клапанов производится в атмосферу в места недоступные для обслуживающего персонала, за пределами главного корпуса;
 - 9 Устанавливаемое оборудование, снабженно защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
 - 10 Для предотвращения разливов и возгорания мазута все маслопроводы выполняются с применением бесшовных стальных труб и только стальной арматуры
 - 11 Горячие поверхности оборудования и трубопроводов покрываются тепловой изоляцией;

- 12 Для защиты от травматизма предусмотрено ограждение самонесущего типа для муфт, а также любых других вращающихся частей вновь устанавливаемых вентиляторов. Незакрытые кожухом части вращающегося вала не должны превышать 10 мм.
- 13 Уровень звукового давления от вновь устанавливаемых вентиляторов и их комплектующего оборудования (измеренного на расстоянии 1 м) должен быть < 80 дБа(А).
- 14 Вновь устанавливаемые вентиляторы оснащаются необходимыми штуцерами для проведения гарантийных испытаний. Необходимость установки определяет Поставщик вентилятора.
- 15 От случайного самопроизвольного разворота рабочего колеса при ремонтных работах в конструкции вентиляторов должно быть предусмотрено устройство для затормаживания вала машины.
- 16 Климатическое исполнение вновь устанавливаемых вентиляторов - УЗ.1 по ГОСТ 15150-69 (для эксплуатации в нерегулярно отапливаемых помещениях с естественной вентиляцией в районе с умеренным климатом: значения температур воздуха при эксплуатации от -10°C до $+40^{\circ}\text{C}$).
- 17 Вновь устанавливаемые вентиляторы должны соответствовать следующим требованиям к надежности:
 - a. Установленная безотказная наработка - не менее 6500 часов
 - b. Срок службы до планового текущего ремонта - не менее 16 000 часов
 - c. Срок службы до капитального ремонта - не менее 6 лет
 - d. Средний срок службы - не менее 30 лет.

Оглавление

РАЗДЕЛ 3. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ.....	5-2
3.1 Общие данные.....	5-2
3.1.1 Характеристика объекта автоматизации.....	5-2
3.1.2 Структура системы управления.....	5-5
3.1.3 Теплотехнический контроль.....	5-7

Раздел 3. Система автоматизации

3.1 Общие данные

Настоящий проект разработан в соответствии с техническим заданием «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x . Система автоматизации котлоагрегатов ст. №3-8» и выполнен на основании технологических схем, полученных от АО «Подольский машиностроительный завод»:

- 170.20.00.000 СЗ – Схема пароводяного тракта и расположения арматуры. Схема принципиальная;

- 170.20.00.012 С2 – Схема пароводяного тракта. РІ - диаграмма;
- 170.20.00.011 С2 – Тракт паромазутопроводов. РІ – диаграмма;
- 170.20.00.013 С2 – Тракт пылегазовоздухопроводов. РІ – диаграмма;
- 170.20.026 Д – Перечень энергопотребителей.

При проектировании использовались:

- «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях» СО 34.35.101-2003, ЦПТИ ОРГРЭС, г. Москва, 2004 г. (для справки);

- «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. ГОСТ 21.208-2013;

- Обозначения условные графические. Оборудование энергетическое». ГОСТ 21.403-80

3.1.1 Характеристика объекта автоматизации

Электростанция ГРЭС-1 была построена в соответствии с проектными решениями, Новосибирского отделения института «Теплоэлектропроект». Технический проект утверждён распоряжением Совета Министров СССР от 15 июня 1972 г. №1297-р.

Начало строительства Экибастузской ГРЭС-1 приходится на 1977 год. Ввод первого блока состоялся в 1980-м году. Проектирование и строительство станции осуществлялось в две очереди: первая очередь - энергоблоки ст. №1-4, вторая очередь - энергоблоки ст. №5-8.

Установленная мощность станции – 4000 МВт;

Текущая располагаемая мощность – 3500 МВт;

Станция оснащена паровыми котлами Подольского машиностроительного завода типа ПП-1650-255 следующих модификаций;

Энергоблок ст. №2 - котел П-57-3Р, турбина типа К-540-23,5, генератор типа ТВВ-500-2МУЗ.

Энергоблоки ст. №3÷4 - котлы П-57-3М, турбина типа К-500-240-2, генератор типа ТГВ- 500.

Энергоблоки ст. №5÷8 - котлы П-57-3М, турбина типа К-500-240-2, генератор типа ТГВ- 500-2УЗ.

Котел П-57-3М прямоточный, сверхкритического давления, с промежуточным перегревом пара, однокорпусный, Т-образной компоновки, с уравновешенной тягой, с твердым шлакоудалением.

Топка котла П-57-3М имеет прямоугольное сечение в плане 21840х9840 мм. В нижней части топки находится холодная воронка с углом наклона скатов к горизонту 52°. Топка котла П-57-3М оборудована 24 пылеугольными вихревыми горелками, расположенными на боковых стенах в два яруса (отм. +13,7 м, отм. + 17,7 м).

Для растопки котла на мазуте вихревые горелки оснащаются паромеханическими форсунками на обоих ярусах. Розжиг форсунок и контроль за их работой, производится запально-защитными устройствами (ЗЗУ).

Система пылеприготовления выполнена по схеме с прямым вдуванием пыли в топку. Количество установленных на каждый котел мельниц молотковых с тангенциальных - 8 штук. Типоразмер мельниц ММТ 2600/2550/590.

Сушка топлива осуществляется горячим воздухом с присадкой холодного воздуха. Воздух на сушку и транспорт пыли подается вентиляторами.

Данным проектом предусматривается реконструкция горелочных устройств с целью снижения выбросов загрязняющих веществ (оксидов азота NO_x) в атмосферу от котлов Подольского машиностроительного завода типа П-57-3М ст. N3-8.

Основным и расчетным видом топлива для котлов П-57-3М является экибастузский каменный уголь. Растопочным топливом служит мазут М-100.

Настоящим проектом не предусматривается увеличение существующих мощностей. Задача настоящего проекта – это решение вопросов экологии за счет внедрения низкоэмиссионной технологии сжигания экибастузского угля, обеспечивающей снижение выбросов оксидов азота NO_x.

При реконструкции горелочных устройств и организации низкоэмиссионного процесса горения паропроизводительность и другие основные параметры модернизированного котла остается неизменными:

Номинальный массовый расход свежего пара - 1650 т/ч;

Расход промежуточного пара - 1364 т/ч;

Температура свежего/промежуточного пара за котлом - 545/545 °С;

Давление свежего пара за котлом - 255 кг/см²;

Температура промежуточного пара перед котлом - 328 °С;

Давление промежуточного пара на выходе из котла - 40 кг/см²;

Температура питательной воды - 277 °С.

Распределение тепловых балансов в настоящем проекте не рассматривается и остается существующим.

Все изменения в компоновке существующих котлов проводятся исключительно в границах котельной ячейки.

На котлах П-57-3М при сохранении существующей пылесистемы с 8-ю молотковыми мельницами ММТ 2600/2550/590 реализуется система двухступенчатого сжигания топлива с частичным восстановлением NO_x.

Данная модернизация проводится с минимально необходимым изменением существующего оборудования.

Отметки и привязки размещения основных пылеугольных горелок сохраняются, отметки и привязки сопел третичного и пристенного дутья выбраны из условия их размещения в существующем каркасе и щитах изоляции котла.

Планируются следующие изменения в составе котельно-вспомогательного оборудования

а) исключение из схемы вентилятора рециркуляции вторичного воздуха (ВРВВ);

б) замена вентиляторов первичного воздуха (ВПВ) на более высоконапорные;

в) замена вентилятора рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ).

При этом месторасположение заменяемых тягодутьевых машин, а также некоторые элементы площадок и ПГВП и их опорных конструкций, будут максимально возможно однотипными.

Котлоагрегат ст. N3 расположен в осях 15-18, ряды В-Г,

Котлоагрегат ст. N4 расположен в осях 20-23, ряды В-Г,

Котлоагрегат ст. N5 расположен в осях 26-29, ряды В-Г,

Котлоагрегат ст. N6 расположен в осях 31-34, ряды В-Г,

Котлоагрегат ст. N7 расположен в осях 36-39, ряды В-Г,

Котлоагрегат ст. N3 расположен в осях 41-44, ряды В-Г.

3.1.2 Структура системы управления

ПТК САУ предназначен для автоматизированного управления котлоагрегатами ст. №3-8 по проекту «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x». Основными целями создания являются: обеспечение заданных режимов работы оборудования и ведения технологических процессов;

- обеспечение экономичности работы оборудования;
- обеспечение оперативности сбора, обработки и предоставления достоверной и своевременной информации оперативному персоналу;
- обеспечение культуры труда оперативного персонала;
- обеспечение эксплуатационной готовности и маневренности;
- обеспечение надёжности и долговечности работы оборудования, сокращение затрат на его ремонт;
- повышение уровня безопасности и безаварийности технологического процесса;
- предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокировки ошибочных команд управления.

Достижение поставленных целей обеспечивается:

- реализацией функций автоматического управления за счет применения современного ПТК, позволяющего обеспечить необходимые алгоритмы управления и автоматического регулирования;
- обеспечением информационной поддержки оперативного и технического персонала за счёт расширения объёма и форм представления информации;
- обеспечения надёжности и живучести оборудования за счёт применения современной элементной базы, устойчивых к «единичному» отказу структур, глубокой диагностики технических и программных средств, обеспечения «горячей» замены оборудования, отсутствия в ПТК критических элементов отказов;
- внедрением непрерывных методов технической диагностики технологического оборудования.

Система автоматизированного управления котлоагрегатов реализована на базе существующих контроллеров ООО «КЭР-Автоматика, г. Казань», с реализацией по средством программно-технического комплекса «Ovation» Emerson Process Menagement.

Для подключения дополнительных приводов клапанов, задвижек (в связи с заменой горелочных устройств) к существующим сборкам РТЗО предполагается установка дополнительных шкафов присоединений.

ПТК АСУТП, АРМы, АПУ, экраны коллективного пользования-существующие.

Управление котлоагрегатом ст. N3 и вспомогательным оборудованием осуществляется оперативным персоналом с БЩУ-2, отм. +10,2 главного корпуса, ряд Б-В, ось 18-19.

Управление котлоагрегатом ст. N4 и вспомогательным оборудованием осуществляется оперативным персоналом с БЩУ-2, отм. +10,2 главного корпуса, ряд Б-В, ось 19-20.

Управление котлоагрегатом ст. N5 и вспомогательным оборудованием осуществляется оперативным персоналом с БЩУ-3, отм. +10,2 главного корпуса, ряд Б-В, ось 29-30.

Управление котлоагрегатом ст. N6 и вспомогательным оборудованием осуществляется оперативным персоналом с БЩУ-3, отм. +10,2 главного корпуса, ряд Б-В, ось 30-31.

Управление котлоагрегатом ст. N7 и вспомогательным оборудованием осуществляется оперативным персоналом с БЩУ-4, отм. +10,2 главного корпуса, ряд Б-В, ось 39-40.

Управление котлоагрегатом ст. N8 и вспомогательным оборудованием осуществляется оперативным персоналом с БЩУ-4, отм. +10,2 главного корпуса, ряд Б-В, ось 40-41.

АРМы оператора-технолога котлоагрегатов ст. N3, 4 расположены в оперативном контуре БЩУ-2.

АРМы оператора-технолога котлоагрегатов ст. N5, 6 расположены в оперативном контуре БЩУ-3.

АРМы оператора-технолога котлоагрегатов ст. N7, 8 расположены в оперативном контуре БЩУ-4.

На случай полного отказа ПТК предусмотрен аварийный пульт управления (АПУ), посредством которого возможен безаварийный останов котлоагрегатов.

Структурные схемы комплекса технических средств (КТС) приведены на чертежах 007-257/22-3-АТМ...007-257/22-8-АТМ, лист 2.

Шкафы контроллеров ПТК АСУТП и сборки РТЗО котлоагрегата ст. N3 находятся в помещении главного корпуса на отметке +10,2 в осях 14-19, в рядах Б-В.

Шкафы контроллеров ПТК АСУТП и сборки РТЗО котлоагрегата ст. N4 находятся в помещении главного корпуса на отметке +10,2 в осях 19-24, в рядах Б-В.

Шкафы контроллеров ПТК АСУТП и сборки РТЗО котлоагрегата ст. N5 находятся в помещении главного корпуса на отметке +10,2 в осях 25-30, в рядах Б-В.

Шкафы контроллеров ПТК АСУТП и сборки РТЗО котлоагрегата ст. N6 находятся в помещении главного корпуса на отметке +10,2 в осях 30-35, в рядах Б-В.

Шкафы контроллеров ПТК АСУТП и сборки РТЗО котлоагрегата ст. N7 находятся в помещении главного корпуса на отметке +10,2 в осях 35-40, в рядах Б-В.

Шкафы контроллеров ПТК АСУТП и сборки РТЗО котлоагрегата ст. N8 находятся в помещении главного корпуса на отметке +10,2 в осях 40-45, в рядах Б-В.

Планы размещения щитовых устройств управления котлоагрегатов ст. N3-8 см. 007-257/22-3-АТМ...007-257/22-8-АТМ, лист 6.

3.1.3 Теплотехнический контроль

Проектом предусмотрен объем теплотехнического контроля, авторегулирования, дистанционного управления, сигнализации и блокировок, обеспечивающий бесперебойную работу котлоагрегатов ст. N3-8 и вспомогательного оборудования.

Объем теплотехнического контроля, сигнализации, автоматического регулирования, дистанционного управления, защит и блокировок представлен на схемах автоматизации 007-257/22-3-АТМ...007-257/22-8-АТМ по ведомости чертежей.

Датчики температуры устанавливаются на трубопроводах, в местах, удобных для их обслуживания.

Датчики давления размещаются на стендах в помещении котельного цеха.

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

Электропитание датчиков с унифицированным токовым выходом 4-20мА по двухпроводной схеме реализуется от ПТК АСУТП.

Оглавление

Раздел 4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	2
4.1 Общие данные.....	2
4.2 Краткое описание существующей электрической части.....	2
4.3 Основные технические решения.....	3

РАЗДЕЛ 4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Общие данные.

Настоящий проект разработан в соответствии с техническим заданием «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x ».

В объем электротехнической части проекта входят технические решения по подключению электродвигателей заменяемых тягодутьевых машин котлоагрегатов ст.№3...8.

Проектные решения разработаны в соответствии с требованиями ПУЭ РК, СН РК и действующих нормативных документов.

4.2 Краткое описание существующей электрической части.

На Экибастузской ГРЭС-1 в настоящее время эксплуатируются восемь энергоблоков, на которых установлены следующие турбогенераторы:

- энергоблок ст.№2 - генератор типа ТВВ-500-2МУЗ;
- энергоблоки ст. №3÷4 - генераторы типа ТГВ- 500;
- энергоблоки ст. №5÷8 - генераторы типа ТГВ- 500-2УЗ.

Выдача мощности генераторов 3Т, 4Т...8Т выполняется через блочные трансформаторы 3Т, 4Т...8Т на ОРУ 500кВ. Выдача мощности генератора ТГ-2 выполняется через блочный трансформатор 2Т на ОРУ 220кВ. Связь ОРУ 220кВ и ОРУ 500кВ выполнена трехфазной группой автотрансформаторов 500/220кВ.

ОРУ 500кВ ГРЭС выполнено по «Полуторной схеме» №500-17. ОРУ 220кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной системой шин» №220-13.

Электроснабжение собственных нужд станции осуществляется от трансформаторов 12Т, 13Т...18Т, подключенных к отпайкам генераторов ТГ-2, ТГ-3...ТГ-8 и трансформатора 02Т, подключенного к обмоткам низкого напряжения трехфазной группы автотрансформаторов 500/220кВ. Соответственно, электроснабжение механизмов собственных нужд 6кВ котлоагрегатов ст.№3...8, в том числе электродвигателей тягодутьевых машин, осуществляется от секций РУСН 6кВ 3А, 3Б, 4А, 4Б, 5А, 5Б, 6А, 6Б, 7А, 7Б, 8А, 8Б, получающих питание от трансформаторов собственных нужд 13Т...18Т.

Ячейки РУСН 6кВ, к которым подключены существующие тягодутьевые машины, укомплектованы следующим основным оборудованием:

- Вакуумные выключатели типа ВРС-6 ($I_{ном}=1600A$);
- Микропроцессорные блоки релейной защиты типа MICOM P220.

4.3 Основные технические решения.

В настоящем проекте выполняется подключение электродвигателей вентиляторов первичного воздуха (ВПВ) и вентиляторов рециркуляции первичного воздуха (ВРПВ) котлоагрегатов ст.№3...8 взамен демонтируемых электродвигателей. Демонтажу подлежат следующие существующие электродвигатели котлоагрегатов ст.№3...8: электродвигатели ВПВ (2шт) и электродвигатели ВРПВ (2шт). Двигатели демонтируются в составе вентиляторных агрегатов, поэтому их демонтаж учтен в технологической части проекта.

На каждом из котлоагрегатов ст.№3...8 взамен демонтируемых вентиляторов проектом предусматривается установка вентиляторов:

- Вентилятор первичного воздуха ВРВ-068-0450.7,5-1К с электродвигателем ДАЗОС 1250-6-750У3.1 – 2компл;
- Вентилятор рециркуляции первичного воздуха ВРТ-072-0122.10-2К с электродвигателем А4С-400-6МУ3 – 1компл.

Технические характеристики асинхронных электродвигателей, входящих в комплект вентиляторов:

1. ДАЗОС 1250-6-750У3.1 – мощность 1250кВт, номинальное напряжение 6000В, синхронная частота вращения – 750 об/мин, расчетный ток статора 140А;
2. А4С-400-6МУ3 мощность 400кВт, номинальное напряжение 6000В, синхронная частота вращения – 1000 об/мин, номинальный ток статора 47,5А.

Типы электродвигателей и их характеристики даны предварительно и подлежат уточнению после получении заводской технической документации на стадии разработки рабочей документации.

Электродвигатели серии ДАЗОС – переменного тока, трехфазные, с короткозамкнутым ротором. Предназначены для привода механизмов с тяжелыми условиями пуска, не требующих регулирования частоты вращения. Имеют алюминиевую сварную обмотку ротора, которая отличается большей ремонтпригодностью, чем литая. В электродвигателях ДАЗОС применены подшипники скольжения. Конструктивное исполнение двигателей – IM1001. Способ охлаждения электродвигателя - ICO161.

Электродвигатели серии А4С – переменного тока, трехфазные, с короткозамкнутым ротором. Предназначены для привода механизмов, не требующих регулирования частоты вращения. В электродвигателях А4С применены подшипники скольжения. Конструктивное исполнение двигателей – ІМ1001. Способ охлаждения двигателей – ІСА01.

В соответствии с письмом ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» исх.№003-1743 от 27.03.2023г, подключение электродвигателей вновь устанавливаемых ВПВ и ВРПВ котлоагрегатов ст.№3,4...8 выполняется к следующим ячейкам РУСН 6кВ:

- ВПВ-3А – ячейка №302 секции 3А РУСН 6кВ;
- ВПВ-3Б – ячейка №330 секции 3Б РУСН 6кВ;
- ВРПВ-3 – ячейка №349 секции 3Б РУСН 6кВ;
- ВПВ-4А – ячейка №401 секции 4А РУСН 6кВ;
- ВПВ-4Б – ячейка №431 секции 4Б РУСН 6кВ;
- ВРПВ-4 – ячейка №430 секции 4Б РУСН 6кВ;
- ВПВ-5А – ячейка №501 секции 5А РУСН 6кВ;
- ВПВ-5Б – ячейка №530 секции 5Б РУСН 6кВ;
- ВРПВ-5 – ячейка №552 секции 5Б РУСН 6кВ;
- ВПВ-6А – ячейка №601 секции 6А РУСН 6кВ;
- ВПВ-6Б – ячейка №631 секции 6Б РУСН 6кВ;
- ВРПВ-6 – ячейка №630 секции 6Б РУСН 6кВ;
- ВПВ-7А – ячейка №701 секции 7А РУСН 6кВ;
- ВПВ-7Б – ячейка №731 секции 7Б РУСН 6кВ;
- ВРПВ-7 – ячейка №730 секции 7Б РУСН 6кВ;
- ВПВ-8А – ячейка №801 секции 8А РУСН 6кВ;
- ВПВ-8Б – ячейка №830 секции 8Б РУСН 6кВ;
- ВРПВ-8 – ячейка №849 секции 8Б РУСН 6кВ.

Номинальные характеристики установленных выключателей 6кВ соответствуют подключаемым электродвигателям, поэтому замене не подлежат. Схемы вторичной коммутации ячеек 6кВ также не изменяются, замена существующих блоков микропроцессорной РЗ не выполняется.

В связи с длительным сроком службы кабелей и их физическим износом, а также в связи с изменением расположения электродвигателей, в проекте предусмотрена замена силовых кабелей 6кВ, питающих электродвигатели. Применены кабели типа ЦААШВ-6 с бумажной пропитанной изоляцией. Сечение кабелей принято по допустимому длительному току и термической стойкости к токам короткого замыкания. Кабели прокладываются по существующим

кабельным тоннелям и существующим кабельным трассам в котельном отделении. Для подвода кабелей от существующих кабельных трасс к месту установки электродвигателей в проекте предусмотрены металлические кабельные лотки.

В соответствии с требованиями ПУЭ, проектом предусмотрена установка возле каждого электродвигателя кнопки «Аварийный стоп».

В соответствии с Техническими требованиями к ВПВ и ВРПВ, разработанными АО «ЗиО», электродвигатели ВПВ и ВРПВ должны быть укомплектованы R-C гасителями для исключения перенапряжений в обмотке статора. В связи с этим, в проекте предусмотрена установка вблизи электродвигателей трехфазных емкостных RC-гасителей коммутационных перенапряжений типа RC-6,3/10,5-0,25/30-УХЛ1.

Универсальный трехфазный резистивно-емкостной гаситель коммутационных перенапряжений разработан с целью защиты изоляции электрооборудования напряжением 3, 6, 10кВ (линии, трансформаторы, электродвигатели) от коммутационных перенапряжений в сетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц, как при наличии, так и при отсутствии высших гармоник по току и напряжению.

Принцип работы устройства основан на ограничении амплитуды перенапряжений за счет уменьшения волнового сопротивления защищаемого объекта с помощью емкости и устранения многократных повторных зажигания дуги в выключателе с помощью активного сопротивления.

Технические характеристики RC-гасителя:

- ограничение коммутационных перенапряжений до уровня 1,0-1,7 U_n ;
- номинальное напряжение сети 3, 6, 10кВ;
- наибольшее рабочее напряжение 12,5кВ;
- рабочая температура окружающей среды от -45°C до +55°C.

Оглавление

РАЗДЕЛ 5 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ.....	5-2
5.1 Общие данные	5-2
Местоположение и характеристика строительного участка	5-2
Климатические условия площадки строительства.....	5-2
5.1.1 Инженерно-геологические условия площадки строительства.....	5-3
5.1.2 Инженерно-строительные условия.	5-3
5.1.3 Требования по демонтажу	5-3
5.2 Архитектурно-планировочные и конструктивные решения.	5-4
5.2.1 Опорные конструкции технологических трубопроводов.	5-4
5.2.2 Площадки обслуживания технологических трубопроводов.....	5-4
5.2.3 Фундаменты под оборудование.	5-5
5.3 Защита строительных конструкции от коррозии.	5-5

РАЗДЕЛ 5 АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

5.1 Общие данные

Местоположение и характеристика строительного участка

Площадка проекта расположена в городе Экибастузе, непосредственно на территории действующей предприятия ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова».

Выполнение работ предполагается осуществлять в условиях действующего предприятия в стесненных условиях, вблизи основного и вспомогательного оборудования.

Климатические условия площадки строительства

Климатические характеристики района строительства представлены в таблице 1

Таблица 1

Наименование показателя	Величина	Обоснование
Климатический район	IIА	СП РК 2.04-01-2017 (Прил.А)
Расчетная температура наружного воздуха, °С:		
- наиболее холодных суток (обеспеченностью 0,98)	-39,3	СП РК 2.04-01-2017 (табл.3.1)
- наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92)	-32,8	СП РК 2.04-01-2017 (табл.3.1)
Снеговая нагрузка на грунт (I район), кПа	0,80	НП к СП РК EN 1991-1-3:2003/2011 (Прил. 3)
Базовая скорость ветра (V район), м/с	40	НП к СП РК EN 1991-1-4:2005/2011 (Прил.4)
Сейсмичность площадки по шкале MSK-64	Менее 6-ти баллов	СП РК 2.03-30-2017 (карта общего сейсм. зонирования территории РК)

5.1.1 Инженерно-геологические условия условия площадки строительства

В соответствии с материалами изысканий прошлых лет (НОТЭП 1965-73-78-79гг.) в основании главного корпуса залегают глинистые грунты твердой и полутвердой консистенции (элювий песчаников, гравелитов, конгломератов) с включением гравия и гальки 10-40%.

Уровень грунтовых вод находится ориентировочно на отм. 159,000.

5.1.2 Инженерно-строительные условия.

Инженерно-строительные условия на площадке характеризуются следующими особенностями:

- необходимость проведения строительных работ в условиях действующего предприятия с непрерывным технологическим процессом, что обуславливает необходимость принятия дополнительных мер по технике безопасности при проведении строительных работ;
- особое внимание необходимо уделить производству гидроизоляционных работ подземных сооружений заглубленных объектов;
- необходимость планировки территории площадки складирования материалов.

5.1.3 Требования по демонтажу

Для выполнения работ по проекту «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x» для энергоблоков ст.№3÷8, потребуется частичный демонтаж существующих конструкций.

Частичному демонтажу подлежат конструкции фундаментов существующих вентиляторов ФВРПВ-1, ФВПВЛ-1, ФВПВП-1 энергоблоков ст. №3 - №8.

Перед выполнением демонтажа и сноса существующих конструкций и сооружений требуется проведение подготовительных работ:

- Отключение сооружений от инженерных сетей;
- Подготовка необходимых санитарно-бытовых зон.

5.2 Архитектурно-планировочные и конструктивные решения.

Проектом предусматривается реконструкция горелочных устройств с целью снижения выбросов загрязняющих веществ (оксидов азота NO_x) в атмосферу от котла типа П-57-3М ЭГРЭС-1 для энергоблоков ст.№3÷8.

В рамках проекта архитектурно-строительной части предусматривается реконструкция и проектирование фундаментов под оборудование, опорных конструкций и площадок обслуживания. Работы по ремонтно-восстановительным работам каркаса котла – не предусмотрены, т.к. каркас котла является частью оборудования котла. Данные работы выполняются заводом-изготовителем котельного оборудования. Материалы о техническом состоянии каркаса котла см. прилагаемое Экспертное заключение №52/23 от 25.09.2023 г., выполненное ТОО «Industrial Project KZ».

При проектировании и строительстве, применяются строительные нормы в соответствии с АГСК-1 "Перечень нормативных правовых актов и нормативных технических документов в области архитектуры, градостроительства и строительства", действующие на территории Республики Казахстан (с изменениями по состоянию на май 2023 г)

5.2.1 Опорные конструкции технологических трубопроводов.

В рамках реализации проекта предусматривается устройство как новых опорных конструкций под технологические воздухопроводы, трубопроводы, так и использование существующих конструкций каркаса котла, каркаса главного корпуса в рядах «В-Г-Д-Е» и существующих опорных конструкций КВО и ГВП.

Опорные конструкции – металлические, из профилей различного сечения и различной конфигурации (балки, консоли, стойки).

Материал всех проектируемых металлических конструкций – сталь С245, С255 по ГОСТ 27772-2021 (S275 по EN 10025-2).

5.2.2 Площадки обслуживания технологических трубопроводов.

Для обслуживания технологических трубопроводов и КВО предусмотрены стальные площадки на различных отметках и различных размеров в плане. Настил площадок – рифленная сталь по балочной клетке. Опирающие главные

балок площадок предусматривается как на существующие стальные конструкции каркаса котла и главного корпуса, так и на новые фундаменты ВРПВ, ВПВ.

Материал всех проектируемых металлических конструкций – сталь С245, С235 по ГОСТ 27772-2021 (S275, S235 по EN 10025-2).

5.2.3 Фундаменты под оборудование.

В связи с заменой технологического оборудования в рядах «В-Г-Д-Е-И» в проекте предусматриваются работы по демонтажу существующих фундаментов ВРПВ, ВПВ и устройство новых фундаментов под оборудование. Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принимается по прочности на сжатие класса В15; В20 и В25 на сульфатостойком портландцементе по ГОСТ 22266-2013 (соответствует С12/15, С16/20, С20/25 по СТ РК EN206-2017), по водопроницаемости – марки W4, по морозостойкости – марки F150.

Для армирования железобетонных конструкций применяется арматура класса А240, А400 ГОСТ 34028-2016 и проволочная арматурная сталь.

5.3 Защита строительных конструкции от коррозии.

Защиту строительных конструкций от коррозии следует обеспечивать методами первичной и вторичной защиты и специальными мерами согласно СП РК 2.01-101-2013 и СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Согласно инженерно-геологических изысканий прошлых лет – грунтовые воды обладают сульфатной агрессией по отношению к бетону нормальной проницаемости на портландцементе. В связи с этим фундаменты выполняются на сульфатостойком портландцементе, марки F150 по морозостойкости и W4 по водопроницаемости.

Стальные конструкции покрывают лакокрасочными материалами - "ПФ-115" ГОСТ 6465-76 в два слоя по грунту "ГФ-021" ГОСТ 25129-82 в один слой.

Оглавление

РАЗДЕЛ 6. УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ, ПРЕДПРИЯТИЕМ, ОРГАНИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ ОХРАНЫ ТРУДА РАБОТНИКОВ	6-2
6.1 Организационная структура управления предприятием и отдельными подразделениями.....	6-2
6.1.1 Организационная структура управления предприятием	6-2
6.1.2 Оперативное управление электростанцией	6-6
6.1.3 Организация труда эксплуатационного и ремонтного персонала	6-9
6.2 Численность промышленно-производственного персонала. Квалификационный состав работающих.....	6-11
6.2.1 Общие сведения о численном и квалификационном составе персонала предприятия.	6-11
6.3 Санитарно-гигиенические условия труда работающих	6-12
6.4 Мероприятия по охране труда и техники безопасности.....	6-13
6.4.1 Охрана труда и техника безопасности в период строительно-монтажных работ.....	6-13
6.4.2 Технологические решения.....	6-15
6.4.3 Строительные решения	6-18
6.4.4 Мероприятия по снижению производственных шумов и избытков тепла	6-19
6.4.5 Автоматизация. Система управления технологическими процессами.....	6-19

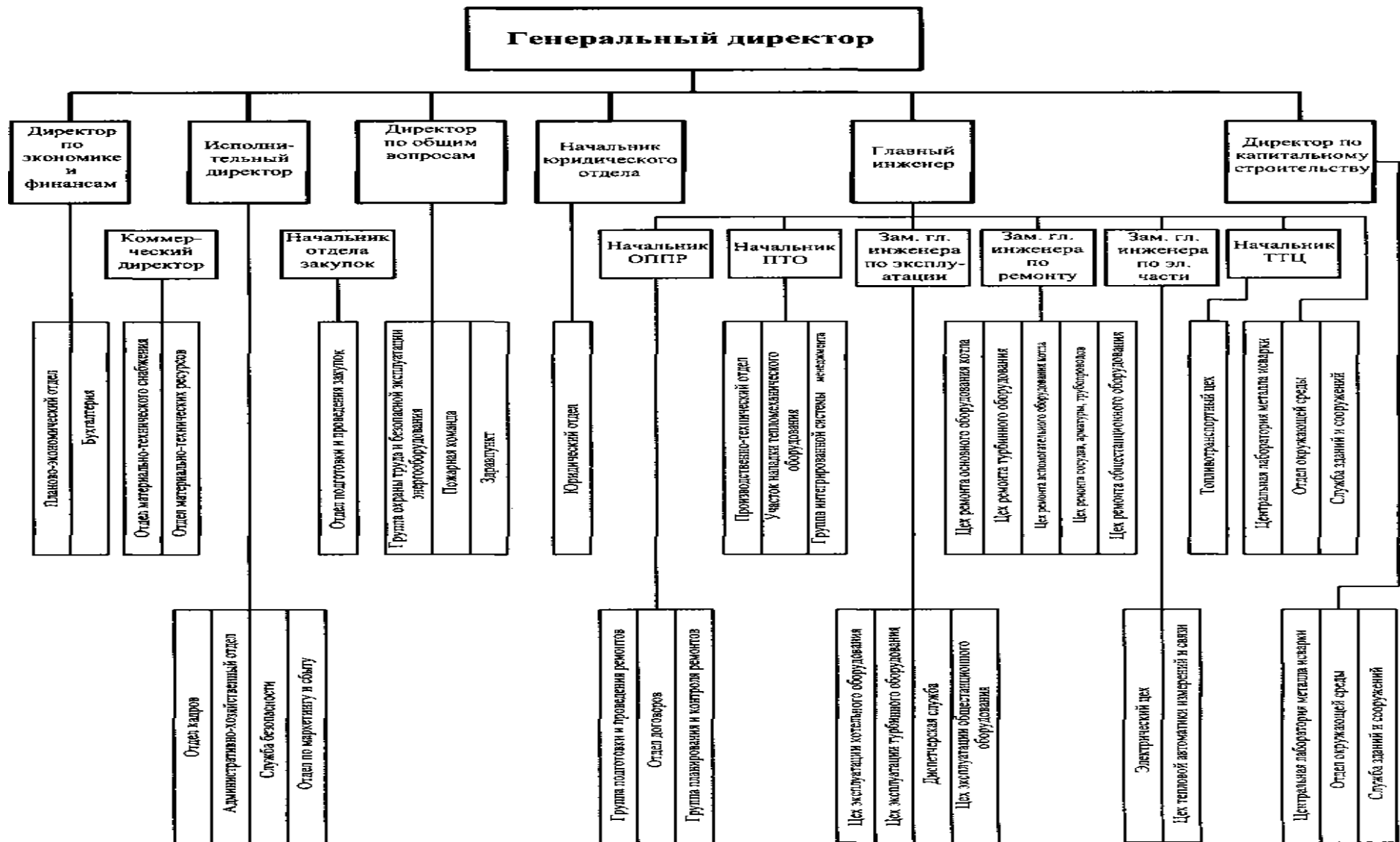
РАЗДЕЛ 6. УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ, ПРЕДПРИЯТИЕМ, ОРГАНИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ ОХРАНЫ ТРУДА РАБОТНИКОВ

6.1 Организационная структура управления предприятием и отдельными подразделениями

6.1.1 Организационная структура управления предприятием

Предприятие – сложная система, поэтому внутри него в зависимости от целей можно выделить несколько взаимодействующих между собой структур. Совокупность возникающих в процессе управления взаимосвязей и взаимоотношений между подразделениями предприятия, включая взаимоотношения, права и ответственность работников за выполнение конкретных видов деятельности в процессе управления предприятием представляет собой организационную его структуру. Главная функция организационной структуры – обеспечение контроля и координации деятельности подразделений предприятия. При функциональной структуре взаимосвязей руководители подразделений специализируются в определенной сфере деятельности и отвечают за реализацию соответствующих функций, непосредственно дают поручения производственным подразделениям по вопросам находящимся в их компетенции.

Основное преимущество функциональной структуры - прямое воздействие специалистов на производство и высокий уровень специализации управления. Основной недостаток – сложность и неэкономичность (много подразделений, а, следовательно, и каналов управления). Данная структура управления целесообразна для предприятия, выпускающего ограниченную номенклатуру продукции. Именно таким предприятием является электростанция, производящая электрическую и тепловую энергию. Организационная структура управления предприятием ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» представляет собой функциональную цеховую структуру.



Цеховая управленческая структура производством предполагает разделение предприятия на отдельные специализированные участки, где технологическое оборудование и территории электростанции закреплены специализированными подразделениями (цехами, участками, лабораториями, службами).

У Генерального директора предприятия в непосредственном подчинении находятся директора: по экономики и финансам, капитальному строительству, закупкам и снабжению, главный инженер предприятия, юридический отдел и главный технический отдел по охране труда и технике безопасности. Через первичное звено управления (директора специализированных служб и главный инженер) осуществляется управление административными отделами, производственными службами и цехами, которые с целью эффективности работы или по типовым нормативным документам должны подчиняться первому руководителю.

Административно-хозяйственным руководителем станции является генеральный директор. Директор наделен широкими правами, что способствует успешному выполнению всех задач, стоящих перед предприятием. Директор утверждает план выпуска продукции на основе заключенных договоров, цены на продукцию. Директор утверждает сметно-финансовую документацию на развитие предприятия, на ремонтные работы. Для оказания помощи директору в решении конкретных задач, связанных с планированием, финансовой отчетностью, комплектацией предприятия кадрами, организацией снабжения предприятия материалами и сырьем, сбытом продукции, договорной политике с подрядчиками, вопросами качества, безопасности предприятия, охраны труда, вопросами капитального строительства - созданы отделы и службы являющиеся аппаратом управления.

Административное управление

- руководство;
- юридический отдел;
- отдел по маркетингу и сбыту электроэнергии;
- отдел кадров;
- административно-хозяйственный отдел;
- служба безопасности;
- отдел подготовки и проведения закупок;
- группа технико-экономического анализа;
- бухгалтерия;
- планово-экономический отдел;
- отдел материально-технического снабжения;

- служба охраны труда и безопасной эксплуатации энергооборудования.

Техническое руководство на предприятии осуществляет главный инженер, являющийся главным техническим и производственным руководителем предприятия. Непосредственным помощником по техническому руководству предприятием является начальник производственно-технического отдела, и начальник отдела подготовки и проведения ремонтов. В составе этих отделов находятся основные отделы технической политики станции: технического (энергетического) учета, наладки и испытаний, планирования и контроля ремонтов, ремонтно-конструкторская группа.

Техническое управление

- руководство;
- производственно-технический отдел;
- отдел подготовки и проведения ремонтов;
- отдел договоров;
- отдел планирования и контроля ремонтов;
- центральная лаборатория металла и сварки;
- отдел окружающей среды;
- служба зданий и сооружений;
- группа интегрированной системы менеджмента.

Управление отдельными фазами энергетического процесса осуществляется соответствующими цехами электростанции: топливно транспортным (первая подготовительная фаза); цехом эксплуатации котельного оборудования (вторая фаза); цехом эксплуатации турбинного оборудования (третья фаза); электрическим цехом (четвертая фаза) и цехом эксплуатации общестанционного оборудования - эти цеха являются основными т.к. они непосредственно участвуют в технологическом процессе основного производства электростанции.

Кроме основного производства имеется вспомогательное производство, назначением и результатом которого являются работы по обслуживанию основного производства: ремонт и испытание оборудования, различные измерения, анализы.

Производственные подразделения

Подразделения по эксплуатации производственного оборудования

- руководство;
- диспетчерская служба;
- топливно-транспортный цех;
- цех эксплуатации котельного оборудования;

- цех эксплуатации турбинного оборудования;
- цех эксплуатации общестанционного оборудования;
- участок наладки тепломеханического оборудования;
- электрический цех.
- СДТУ;
- цех тепловой автоматики, измерений и связи;

Подразделения по ремонту производственного оборудования

- руководство;
- цех ремонта основного оборудования котла;
- цех ремонта вспомогательного оборудования котла;
- цех ремонта турбинного оборудования;
- цех ремонта общестанционного оборудования;
- цех ремонта сосудов, арматуры и трубопроводов;
- цех монтаж и ремонт электрофильтров.

Все цехи станции: основные и вспомогательные, в административно-техническом отношении подчиняются главному инженеру станции. Общее техническое руководство и контроль за работой оборудования и эксплуатационного персонала сосредотачивается в службе эксплуатации, подчиненной заместителю главного инженера по эксплуатации. Общее техническое руководство и контроль за ремонтом оборудования и ремонтным персоналом сосредотачивается в службе ремонта, подчиненной заместителю главного инженера по ремонту.

Управление по общим и социальным вопросам

- руководство(исполнительный директор);
- отдел по развитию социальной инфраструктуры;
- комплекс по общественному питанию;
- лечебно-профилактическая служба;
- участок по благоустройству и озеленению территории;
- общежитие гостиничного типа.

УАХО

Охрана ГРЭС-1 осуществляется персоналом специализированной охраны.

6.1.2 Оперативное управление электростанцией

Электростанция является предприятием с непрерывным процессом производства, в связи с чем на ГРЭС-1 предусмотрен оперативный персонал,

обеспечивающий круглосуточное обслуживание и ремонт оборудования станции. Во главе оперативного персонала цеха стоит начальник смены цеха, подчиняющийся начальнику смены станции - ДИСу. Начальник смены станции, осуществляет оперативное руководство эксплуатацией всей станции и является старшим по должности лицом в смене. Его распоряжения немедленно и безоговорочно выполняется оперативным составом всех цехов. В административно-техническом отношении начальник смены станции подчинен главному инженеру станции и свою работу по технической эксплуатации оборудования проводит по его указанию. В оперативном отношении он подчинен дежурному диспетчеру энергосистемы. Все распоряжения, отдаваемые диспетчером энергосистемы начальнику смены электростанции, о переключениях, регулирования режима работы генераторов (а следовательно, и турбин) непосредственно выполняются специально обученным персоналом котлотурбинного участка (старшим машинистом), а переключения в РУ на оборудовании энергоблока производится персоналом электрического цеха (начальником смены электроцеха, старшим дежурным электромонтером).

В процессе оперативного руководства начальник смены электростанции координирует действия дежурного персонала. Свои распоряжения он отдает начальникам смен цехов, которые непосредственно подчинены начальники смены станции.

В основные обязанности оперативного персонала входит контроль за соблюдением нормального технологического процесса, а также поддержание оборудования в работоспособном состоянии.

Управление основным технологическим оборудованием осуществляется со щитов управления главного корпуса - машинистами блочной системы управления агрегатами, щитов управления топливоподачи - мотористом автоматизированной топливоподачи. Координацию их работы осуществляют старшие машинисты.

Оперативный надзор за работой вспомогательного оборудования и его обслуживание выполняют машинисты-обходчики.

Для оперативного устранения мелких неисправностей в составе оперативного персонала имеются дежурные слесари по ремонту тепломеханического оборудования, дежурные электромонтеры и дежурные слесари ЦТАИ и АСУТП.

Ниже приводится перечень основных производственных функций, выполняемых цехами и участками.

Персонал топливно-транспортного цеха (ТТЦ) обеспечивает прием железнодорожных составов с топливом, контроль за количеством и качеством

топлива при его приемке от поставщиков, разморозку и разгрузку топлива на вагоноопрокидывателях, подачу топлива на угольные склады и тракты топливоподачи в главный корпус и пусковую котельную. В введении ТТЦ находится оборудование и механизмы железнодорожного участка.

Персонал цеха эксплуатации котельного оборудования (ЦЭКО) осуществляет оперативное и техническое обслуживание, эксплуатацию, наладку и испытание основного и вспомогательного технологического оборудования главного корпуса и пусковой котельной, а также оборудования сетевых насосных I подъема, мазутного хозяйства и технического водоснабжения, оборудования известкового хозяйства.

Оперативный персонал электроцеха во время дежурства несет ответственность за правильное обслуживание и безаварийную работу оборудования на порученном ему участке. Во время дежурства начальник смены электроцеха и дежурные электромонтеры производят, по заранее составленному графику, обходы и осмотры электрооборудования. При осмотре проверяют схемы электрических соединений, режимы работы, действие аварийной сигнализации, исправность рабочего и аварийного освещения, а также наличие защитных средств техники безопасности и пожаротушения. Производятся специальные осмотры после короткого замыкания или автоматического отключения оборудования при сильном дожде и резких изменениях температуры воздуха. В течении смены дежурный персонал наблюдает за показаниями измерительных приборов и обеспечивают наиболее экономичный и надежный режим работы оборудования.

Персонал цеха тепловой автоматики, измерений (ЦТАИ) и автоматических систем управления технологическими процессами (АСУТП) осуществляет эксплуатацию, ремонт, контроль, наладку и испытание приборов теплового и химического контроля, устройств автоматики тепломеханических и химических процессов, технологических защит и сигнализации, дистанционного управления регулирующей и запорной арматурой, информационных и управляющих вычислительных машин, обеспечение надежной работы средств защиты, автоматики и измерений и метрологическое обеспечение.

Цех эксплуатации и ремонта общестанционного оборудования.

Персонал осуществляет эксплуатацию и наладку оборудования водоподготовительных установок и очистных сооружений, поддержание оптимального водно-химического режима, контроль качества топлива, масел, уходящих газов, обмывочных и сточных вод, осуществляет эксплуатацию, оперативное и техническое обслуживание, наладку и испытание оборудования

и трубопроводов технического водоснабжения, золоудаления и подземных коммуникаций, персонал цеха отвечает за эксплуатацию и ремонт АКС и ГЗУ.

Цех ремонта основного оборудования котла и цех ремонта турбинного оборудования с привлечением подрядных организаций, осуществляют ремонт котельного, турбинного, и вспомогательного тепломеханического оборудования.

Отдел охраны окружающей среды (ОООС) обеспечивает контроль выбросов в атмосферу и контроль промстоков.

Отдел планирования, контроля ремонтов и капитального строительства обеспечивает планирование и организацию ремонтов тепломеханического, котельного и турбинного оборудования, оборудования водоподготовки, топливоподачи, мазутного хозяйства, а также механического оборудования гидротехнических сооружений и др. с привлечением подрядных специализированных организаций.

Лаборатория металлов и сварки осуществляет контроль и анализ состояния металлов оборудования, арматуры, трубопроводов и сварных соединений.

Служба зданий и сооружений отвечает за техническое состояние золоотвала, водозабора и дамб гидротехнических сооружений и т.п..

6.1.3 Организация труда эксплуатационного и ремонтного персонала

Обслуживание оборудования электростанции осуществляется эксплуатационным и ремонтным персоналом.

Организация и обслуживание рабочих мест персонала учитывают действующую в энергетике структуру и специфику тепловых электростанций. В процессе обслуживания между должностными лицами предполагается тесная взаимосвязь и строгое распределение функций в соответствии с разработанными должностными и производственными инструкциями.

Обслуживание оборудования оперативным персоналом предусматривается методом обхода по маршрутам, разрабатываемым руководством Экибастузской ГРЭС-1 на основе "Методических рекомендаций по составлению маршрутов

обхода оборудования оперативным персоналом тепловой электростанции" с учетом особенностей компоновки оборудования Экибастузской ГРЭС-1.

Рабочие места эксплуатационного и ремонтного персонала обеспечиваются средствами местного освещения, производственной мебелью, средствами локальной и индивидуальной защиты от вредного воздействия элементов производственной среды (экраны, завесы, защитные очки, щитки, респираторы и др.).

Удобство эксплуатации и ремонта оборудования обеспечивается оснащением оборудования площадками, переходными мостиками, лестницами, облегчающими доступ ко всем точкам наблюдения и обслуживания, точкам забора импульсов, точкам отбора проб, находящихся в труднодоступных и неудобных местах, оснащением производственных помещений и рабочих мест грузоподъемными устройствами, определением зон обслуживания ремонтных зон в соответствии с "Едиными межотраслевыми нормами обслуживания рабочими оборудования тепловых электростанций". Контроль за работой технологического оборудования предусматривается с центрального щита управления (ЦЩУ), с блочных щитов управления БЩУ, щитов управления объектами топливоподачи и водоподготовки, а также с местных щитов контроля и управления.

В данном проекте для энергоблока №2, в целях улучшения условий труда и обеспечения надежной работы оборудования, проектом предусматривается ряд мероприятий по защите от шума, вибрации, запыленности. Большая часть административно-бытовых помещений размещается в отдельных зданиях и приближена к местам приложения труда.

Компоновка щитов управления, пультов и панелей управления контроля и сигнализации обеспечивает удобство их обслуживания оперативным персоналом, удобство восприятия и анализа информации.

Цеховые мастерские котельного, турбинного и электроцеха расположены вблизи ремонтных площадок соответствующих цехов.

Для оперативного руководства ремонтными работами, информации ремонтного персонала, осуществления оперативного технологического управления транспортно-грузоподъемными операциями система ремонтной связи предусматривает:

- телефонную ремонтную связь в общецеховых административных помещениях основных ремонтных подразделений, ремонтных зонах и помещениях ремонтной службы;
- громкоговорящую ремонтную трансляционную связь во всех объектах и помещениях ремонтной службы, и в ремонтных зонах;
- связь крановщиков со стропальщиками с помощью

приемнопередающей радиостанции.

Производственные помещения для ИТР и служащих соответствующих структурных подразделений предусмотрены в соответствии с нормами.

6.2 Численность промышленно-производственного персонала. Квалификационный состав работающих.

6.2.1 Общие сведения о численном и квалификационном составе персонала предприятия.

Станция Экибастузская ГРЭС-1 была построена в 1974 году. В составе станции была создана и действует вся инфраструктура, в том числе:

- внешние транспортные коммуникации;
- внутриплощадочные железные и автомобильные дороги;
- система теплоснабжения объектов станции;
- угольное хозяйство с временным складом и комплексом сооружений топли-воподачи;
- водоподготовительная установка, обеспечивающая подпиточной водой во время пусков блоков и восполнение потерь пара и конденсата в цикле станции и подпитку тепловой сети.
- комплекс гидросооружений с водохранилищем-охладителем, глубинным водозабором, блочными насосными станциями и циркуловодами в пределах пристанционного узла;
- система гидрозолоудаления с магистральными золошлакопроводами и золоотвалом;
- дымовые трубы высотой 300 метров для блоков ст.№1-4 и 330 метров для блоков ст.№5-8;
- объекты подсобного и обслуживающего назначения (пускоотопительная котельная;
- общестанционная эстакада технологических трубопроводов и другие инженерные коммуникации;
- административно-бытовые здания.

Целью данного проекта является реконструкция котла с учетом замены горелочных устройств с целью снижения выбросов загрязняющих веществ (оксидов азота NO_x).

Существующая штатная численность персонала станции всего 1151 человек, в т.ч. :

- промышленно-производственного персонала (ППП) ТОО

"Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова" по штатному расписанию составляет 862 человека;

- административно- управленческого персонала (АУП и прочие) - 289 человек.

Промышленно-производственный персонал станции 862 человека из них:

- - эксплуатационно-оперативный персонал – 424 человека;
- - ремонтный персонал -438 человек.

(вредные и тяжелые условия труда у 792 человек, оптимальные условия труда у 76 человек).

Нормативы предусматривают необходимую численность персонала рабочих, руководителей, специалистов и других служащих для выполнения в соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилами техники безопасности и производственными инструкциями всего комплекса эксплуатационных и ремонтных работ.

Наименование профессий рабочих и должностей руководителей, специалистов и других служащих соответствуют Единым тарифно-квалификационным справочникам работ и рабочих профессий и Квалификационному справочнику должностей руководителей, специалистов и других служащих.

После реализации проекта «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x», нормативная численность персонала остается без изменений.

Ремонт оборудования предусматривается выполнять силами существующего ремонтного персонала ГРЭС-1, с привлечением, в необходимых количествах, персонала специализированных предприятий.

Руководство, исходя из фактического состава персонала, закрепленных функций, оборудования и устройств, распределяет нормативную численность по структурным подразделениям в пределах рассчитанной суммарной нормативной численности персонала.

6.3 Санитарно-гигиенические условия труда работающих

Санитарно-гигиенические условия труда разработаны в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» и удовлетворяют всем требованиям по нормируемым параметрам микроклимата, необходимой освещенности, отделки помещений.

Отделка помещений выполнена с таким расчетом, чтобы была исключена возможность образования конденсата и накопления пыли на внутренней поверхности стен и потолков. Отделка помещений предотвращает сорбцию и допускает влажную уборку и мытье.

Покрытие полов принято в зависимости от назначения помещений: мозаичные, керамогранитная плитка, керамическая плитка, линолеум.

Экибастузская ГРЭС-1 была запроектирована и построена из расчета эксплуатации 8-ми энергоблоков производительностью 500МВт каждый. Вспомогательные и подсобные сооружения, необходимые для обеспечения работы электростанции, включая энергоблок ст. №2, являются действующими и находятся в работе и обеспечены всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями и оборудованием.

- Набор всех необходимых помещений соответствует требованиям СП РК 3.02-108-2013 «Административные и бытовые здания»:

- умывальные и туалетные комнаты;
- гардеробы рабочей и уличной одежды с индивидуальными шкафами;
- преддушевые с душевыми кабинами;
- комнаты приготовления и приема пищи с обеспечением холодной и горячей водой;
- помещения для обогрева работающих;
- помещения для сушки спецодежды.

Санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, выбраны в зависимости от групп производственных процессов.

6.4 Мероприятия по охране труда и техники безопасности

6.4.1 Охрана труда и техника безопасности в период строительно-монтажных работ

Производство строительно-монтажных работ на объекте должно осуществляться в строгом соответствии со следующими документами:

СП РК 1.03-16-2012 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве";

Правила промышленной безопасности при работе грузоподъемного оборудования;

«Инструктивные материалы по ТБ при производстве сварочных работ по термической резке в условиях монтажа оборудования»

"Руководящие указания по организации работ по ТБ с персоналом строительно - монтажных организаций и предприятий стройиндустрии".

К выполнению строительно-монтажных работ разрешается приступить только при наличии ППР, в котором должно быть детально разработаны исчерпывающие мероприятия по обеспечению безопасных условий производства работ, согласованные со службами подрядных организаций, участвующих в строительстве. При производстве строительно-монтажных работ в эксплуатируемых зданиях и вблизи действующего оборудования и коммуникаций ППР должен согласовываться с Заказчиком.

К строительно-монтажным работам приступают при условии выполнения следующих подготовительных мероприятий:

- перед началом выполнения строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия заказчик, генеральный подрядчик с участием субподрядчиков и представителя организации, эксплуатирующей эти объекты, обязаны оформить акт-допуск по форме в соответствии с "Правилами по оформлению и применению нарядов-допусков при производстве работ в условиях повышенной опасности в организациях различной формы собственности и хозяйствования". Ответственность за соблюдение мероприятий, предусмотренных актом - допуском, несут руководители строительно-монтажных организаций и действующего предприятия.

- Генподрядчик, совместно с Заказчиком, до начала работ обязан разработать и утвердить мероприятия по ТБ и производственной санитарии, обязательные для всех организаций - участников строительства. При организации строительной площадки необходимо руководствоваться стройгенпланом.

- При въезде на площадку ГРЭС-1 должна быть установлена схема транспортного движения, указатели безопасных проходов, автодорожные знаки, обозначены зоны отдыха и курения.

- Опасные зоны работ (котлованы, работающие механизмы, оборудование и т.п.) должны быть ограждены от доступа посторонних лиц, либо отмечены предупредительными знаками или надписями.

- В темное время суток площадка должна иметь общее освещение за счет установки мощного светильника типа "Сириус" на существующих зданиях или передвижных прожекторных установках. Вырытые котлованы должны быть огорожены временной изгородью с предупреждающей подсветкой.

- В зимний период, для отдыха и обогрева работающих в неотапливаемых помещениях и на открытом воздухе, должно быть выделено помещение заказчика или установлены собственные передвижные вагончики на расстоянии не далее 150 м от места работы.

Система мер обеспечения пожарной безопасности должна охватить всех работающих: от начальника строительства - до рабочего, на всех этапах и участках строительного производства.

Ответственность за пожарную безопасность строительства, а также за поддержание противопожарного режима несет начальник строительства.

Ответственность за пожарную безопасность при организации производства работ, хранении и перевозке горючего материала, обеспечение первичными средствами пожаротушения, совместное выполнение противопожарных мероприятий на отдельных участках строительства несут соответствующие начальники участков.

К наиболее пожароопасным видам строительно-монтажных работ, осуществляемым при сооружении газотурбинной установки относятся: газосварочные, малярные и изоляционные работы; работы с клеями, мастиками, горячим битумом, ГСМ и т.п.

В процессе работ строящиеся объекты и передвижные вагончики должны быть оборудованы противопожарными щитами со штатными средствами связи и пожаротушения, выполнено обеспечение необходимого количества санитарно-бытовых устройств для эксплуатационного и ремонтного персонала.

пожаротушения предусмотрено от существующей системы производственного и противопожарного водопровода на территории ГРЭС-1 (сооружается в подготовительный период в соответствии с ПОС и ППР объекта строительства).

При производстве работ необходимо руководствоваться "Правилами пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ".

6.4.2 Технологические решения

При проектировании технологических процессов электростанции в строгом соответствии с действующими Нормами, Правилами, Инструкциями возможность выполнения требований техники безопасности и создание благоприятных условий труда для производственного персонала определяется следующими факторами:

- выбором той или иной технологической схемы и компоновочными решениями, которые обеспечивают персоналу удобство и безопасность обслуживания оборудования;
- автоматизацией технологических процессов; применением защитных средств и устройств;
- максимальным использованием средств механизации при обслуживании оборудования;

- созданием комфортных микроклиматических условий и освещения в производственных помещениях;
- созданием условий для должной подготовки и повышения квалификации кадров.

При установке нового основного и вспомогательного оборудования предусматриваются следующие мероприятия:

- устанавливаемое оборудование имеет защитные устройства, системы автоматического регулирования и другие технические средства, которые обеспечивают стабильную и безопасную работу, пуск и останов агрегатов и механизмов, предупреждают возникновение аварийных ситуаций, в том числе обеспечивают взрывопожаробезопасность. При необходимости оборудование резервируется;

- компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей и, где требуется, въезда и проезда напольного и автомобильного транспорта;

- техническое обслуживание оборудования предусматривается стационарными и передвижными грузоподъемными механизмами; перемещение грузов - мостовыми, подвесными и автомобильными кранами, талями, лебедками, автотранспортом, тележками и т.п.;

- основное и вспомогательное оборудование для обслуживания оснащается постоянными площадками, переходными мостиками и лестницами;

- горячие поверхности оборудования и трубопроводов покрываются тепловой изоляцией таким образом, чтобы температура на поверхности изоляции в местах, где возможно касание, не превышала 45°C;

- опасные для персонала места и зоны должны запроектированы со стационарным ограждением, постоянные и съёмные настилы, предупреждающие надписи (например, неизолированные высокотемпературные поверхности, вращающиеся части механизмов, каналы, прямки и т.п.); применяется, также, предупредительно- опознавательная окраска оборудования и трубопроводов;

- выполняются мероприятия по снижению уровней шумов от оборудования и трубопроводов, в том числе за счет применения оборудования с уровнем шумов, не превышающим нормативных значений, применения

теплоакустической и тепловой изоляции, применения персоналом средств индивидуальной защиты органов слуха;

- ограничения передачи вибрации к рабочим местам, под тяжелое оборудование, которое является ее источником, выполняются самостоятельные фундаменты; применяются упругие прокладки, муфты, пружинные опоры и подвески трубопроводов;

- расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта. Для обслуживания арматуры и других элементов трубопроводов (расходомерных устройств, индикаторов тепловых перемещений и т.д.), при необходимости, сооружаются стационарные площадки с лестницами;

- помещения с постоянным обслуживающим персоналом оборудуются стационарным освещением, отоплением, вентиляцией, кондиционированием воздуха, устройствами связи, имеются также санузлы. Персонал снабжается средствами индивидуальной защиты, рабочей одеждой и пр.; линии отбора проб пара и воды заводятся в удобные и безопасные места (экспресс-лабораторию). Для охлаждения отбираемых проб применяются специальные холодильники. Подготовка проб к анализу осуществляется с помощью специальных устройств - системы унифицированной подготовки проб (СУППов);

- при работе с опасными и токсичными веществами персонал обязан применять средства индивидуальной защиты. Для исключения возможности непосредственного контакта персонала с токсичными веществами, выполняются установленные нормами мероприятия по взрывопожаробезопасности, в том числе, организуются поддоны под маслonaполненным оборудованием, аварийные сливы смазочного масла из маслосистем агрегатов и установок, ожокушивание фланцевых соединений маслопроводов и мазутопроводов, маслосистема турбоагрегата размещается в изолированном огнестойком помещении, применяются

- помещения топливоподачи, пылеприготовления и котельная оборудуются принудительной и естественной вентиляцией, освещением, пылеподавляющими и пылеудаляющими устройствами (аспирацией); для заполнения, опорожнения и предотвращения гидроударов трубопроводы снабжаются в необходимом количестве трубопроводами воздушников и дренажей, в том числе постоянно действующими;

- управление основной частью технологического оборудования осуществляется со щита управления, где сконцентрированы контрольно-измерительные приборы, устройства защиты, управления и сигнализации. При отклонении параметров от заданных значений срабатывает технологическая сигнализация, а при более глубоких отклонениях срабатывают либо локальные защиты, либо происходит отключение оборудования;

выбор материалов и типоразмеров трубопроводов производится в соответствии с параметрами транспортируемых сред. Высокотемпературные трубопроводы рассчитываются на прочность и самокомпенсацию. Кроме технических, должны применяться также организационные мероприятия по

защите персонала от вредностей, образующихся в технологическом процессе выработки электроэнергии и тепла. При эксплуатации и ремонте оборудования персонал обязан руководствоваться действующими эксплуатационными Нормами, Правилами, Инструкциями и другими нормативными документами по охране и гигиене труда и технике безопасности. Персонал, в частности, должен уметь оказывать пострадавшим первую медицинскую помощь, знать пути эвакуации, которые должны быть четко обозначены, знать расположение противопожарных постов, знать и правильно применять средства индивидуальной защиты, в установленные сроки проходить медицинское освидетельствование и т.д.

6.4.3 Строительные решения

Надежность строительных конструкций и сооружений электростанции обеспечиваются:

- наличием геометрически неизменяемых конструктивных схем каркасов зданий, что достигается жестким сопряжением элементов каркасов, постановкой вертикальных и горизонтальных связей и пр.;
- принятием необходимых по прочности и устойчивости сечений стальных и железобетонных элементов, назначением соответствующих марок бетонов и стали;

• решениями фундаментов в увязке с геологическими и топографическими условиями площадки строительства;

• противокоррозионной защитой подземных и надземных конструкций. Взрывопожаробезопасность проектируемых зданий обеспечивается объемно-планировочными решениями с учетом категории производств по взрывопожарной опасности и использованием материалов конструкций с требуемой степенью огнестойкости. Кроме того для огнезащиты всех несущих металлоконструкций каркаса - колонн, ригелей, связей, ферм, балок перекрытий и прогонов - применено в проекте огнезащитное вспучивающееся покрытие.

• Проектом предусматриваются следующие строительные мероприятия по технике безопасности и охране труда:

рациональная цветовая окраска строительных конструкций и технологического оборудования; ограждение рабочих площадок и обслуживаемых кровель;

выполнение ходовых площадок и мостиков из просечно-вытяжной стали во избежание отложения на них пылевых отложений.

достаточная освещенность рабочих мест и путей эвакуации; ограждение рабочих площадок и обслуживаемых кровель; снижение вредного воздействия на работающих производственного шума и вибрации за счет звукоизоляции стен компрессорной, за счет установки вибрирующих агрегатов (вентиляторов) на упругих прокладках и амортизаторах, за счет создания необходимой массы фундаментов для уменьшения амплитуд вибрации.

6.4.4 Мероприятия по снижению производственных шумов и избытков тепла

Для создания оптимальных и допустимых параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещений, во всех производственных и административно-бытовых помещениях предусмотрены системы приточно-вытяжной вентиляции с механическим и естественным побуждением из расчета тепловыделений и требований санитарных норм.

Кроме того в проекте разработаны мероприятия по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

При проектировании вновь строящихся и реконструируемых объектов, должны предусматриваться мероприятия, выполнение которых должно обеспечить на территории, промпредприятия уровни шума, не превышающие гигиенические нормативы.

Защита помещений от шума, создаваемого работой вентиляционного оборудования, обеспечивается:

- установкой вентиляторов на виброизолирующих основаниях;
- соединение вентиляторов с воздуховодами предусмотрено на гибких вставках;
- на воздуховодах, обслуживающих помещения с постоянным присутствием людей, установлены шумоглушители.

вентиляторы подобраны при заданном объеме и сопротивлении сети с учетом режима работы с максимальным К.П.Д. и наименьшим запасом по давлению.

6.4.5 Автоматизация. Система управления технологическими процессами

В 2005 году была внедрена полномасштабная АСУТП на всех работающих энергоблоках и проведена модернизация системы автоматизации.

Основной задачей АСУТП является обеспечение безопасного, надежного и экономичного управления оборудованием энергоблока. Принятая система является автоматизированной и предусматривает контроль за техническими

средствами автоматизации оперативного персонала электростанции. За счет реализации АСУТП система обеспечивает выполнение следующих задач:

- управления и регулирования технологическим процессом;
- оперативный контроль за технологическим процессом;
- оперативное управление технологическим процессом;
- автоматическое регулирование технологических параметров процессов;
- технологические защиты и блокировки;
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- анализ действия защит и регистрация аварийных событий.
- общее первичное регулирования частоты вырабатываемой продукции;
- оптимизация режимов работы оборудования.

Для достижения требуемой степени автоматизации процессы управления реализуются на принципах распределенной обработки информации с сетевой организацией программно-технических комплексов.

Система управления выполняется открытой, коммуникационные сети спроектированы так, что систему можно легко расширить для будущих стадий развития.

Проектируемая система отличается тем, что в среде единой виртуальной базы данных сведены: управление ТП, управление производством, системы безопасности, дискретная логика и управление последовательностью операций, упреждающее регулирование, управление информацией, интеллектуальная измерительная аппаратура, интеллектуальные приводы и станции управления электродвигателями, распоряжение производственным оборудованием и управление документами.

АСУ ТП имеет иерархическую структуру в целом и распределенную структуру технических средств на нижнем уровне, что повышает эксплуатационную готовность системы.

Система контроля и управления обеспечивает все функции:

- сбор и обработку данных технологического процесса, управление и регулирование, расчетов и оптимизации;
- предоставления оперативному персоналу информации о соблюдении пределов и условий безопасной эксплуатации, функционирования систем безопасности, параметрах основных технологических процессов, сигнализации отклонений, результатах диагностики технологического оборудования и технических средств АСУ ТП;
- документирования;

АСУ ТП, способна обеспечить:

- повышение уровня безопасности и безаварийности за счет более совершенной и сложной логики реализации и гарантированного автоматического ввода технологических защит и блокировок, реализации более совершенных законов регулирования, функционально-группового управления, наблюдаемости технологического процесса и архивирования данных о его протекании;

- высокую точность, достоверность и своевременность регистрации и представления информации о технологическом процессе;

- быструю ориентацию персонала в текущей обстановке за счет направленности технологической сигнализации, реализации быстрых переходов на видеокадры, требующие первоочередного внимания и т.д.;

- своевременного выявления неполадок и неисправностей за счет глубокой, разносторонней и постоянной диагностики технических средств ПТК и полевого уровня; предотвращение ошибочных действий за счет реализации развитых условий блокировок управляющих команд и предоставления персоналу программ функционально-группового управления целыми технологическими узлами и процессами;

- улучшение культуры и условий труда персонала, снижение психологической нагрузки;

- автоматизированное ведение отчетной документации, автоматическое архивирование и предоставление любой информации с необходимой детализацией о ходе технологического процесса и действий оперативного персонала за любой период до 3-х и более лет.

Приборы контроля, средства автоматизации и управления технологическими процессами предусматриваются в соответствии с категорией помещений по взрывопожароопасности. Особенно жесткие требования предусматриваются к техническим средствам, действующим на останов основного оборудования.

Автоматизацией охвачен полный состав функций контроля и управления, необходимых для обеспечения эксплуатации технологического оборудования во всех режимах работы, в том числе:

- оперативный контроль за технологическим процессом;
- оперативное управление технологическим процессом;
- автоматическое регулирование технологических параметров процессов;
- технологические защиты и блокировки;
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- анализ действия защит и регистрация аварийных событий.
- общее первичное регулирования частоты вырабатываемой продукции;

- оптимизация режимов работы оборудования.

Оперативный контроль и управления централизованы, они осуществляются с автоматизированного рабочего места (АРМ). Основным центром управления оборудованием является БЩУ с постоянным присутствием оперативного персонала.

В оперативной зоне БЩУ размещены автоматизированные рабочие места (АРМ):

- старшего машиниста энергоблоков;
- машиниста энергоблока;
- дежурного персонала ЦТАИ;
- дежурного персонала ЭЦ;
- экран коллективного пользования.

Оглавление

РАЗДЕЛ 7. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.....	7-2
7.1 Общие сведения	7-2
7.2 Методология оценки	7-3
7.3 Основные характеристики проекта	7-4
7.4 Сроки и стоимость строительства	7-5
7.5 Предполагаемые источники и схемы финансирования	7-10
7.6 Производственная программа.....	7-11
7.7 Финансовый анализ проекта.....	7-13
7.8 Техничко-экономические показатели проекта	7-17
7.9 Выводы	7-19
7. 10 Расчетные таблицы	7-20

Раздел 7. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

7.1 Общие сведения

ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» — крупнейшая в Казахстане тепловая электростанция в городе Экибастуз Павлодарской области Республики Казахстан.

Основной вид деятельности – производство электрической энергии.

Электростанция расположена на северном берегу озера Женгельды, в 16 км севернее г. Экибастуз. Станция строилась в рамках проекта СССР по созданию экибастузского топливно-энергетического комплекса (ЭТЭК). Местоположение станции определила её близость к основным угледобывающим разрезам Казахстана Экибастузского угольного бассейна.

Источником водоснабжения станции является водохранилище, созданное в котловане озера Женгельды и заполняемое водой из канала «Иртыш-Караганда имени Сатпаева».

Проектная установленная мощность ГРЭС-1 — 4000 МВт.

Текущая располагаемая мощность – 3500 МВт.

Режим работы станции - базовый, круглосуточный с числом часов использования установленной мощности до 6700 в год. Максимальная нагрузка станции приходится на зимний период.

Основным топливом для ГРЭС-1 является каменный уголь Экибастузского месторождения, растопочным - мазут.

Станция оснащена паровыми котлами Подольского машиностроительного завода.

Состав энергоблоков:

- энергоблок ст. №2 - котел П-57-3Р, турбина типа К-540-23,5, генератор типа ТВВ-500-2МУЗ;

- энергоблоки ст. №3÷4 - котлы П-57-3М, турбина типа К-500-240-2, генератор типа ТГВ- 500.

- энергоблок ст. №5÷8 - котлы П-57-3М, турбина типа К-500-240-2, генератор типа ТГВ- 500-2УЗ.

Котел П-57-3М - прямоточный, сверхкритического давления, с промежуточным перегревом пара, однокорпусный, Т-образной компоновки, с уравновешенной тягой, с твердым шлакоудалением.

Таблица 7.1

Основные проектные параметры котельной установки П-57-3М

Показатель	Обозн.	Величина
Номинальная паропроизводительность котла	D_K	1650 т/ч
Температура первичного пара за котлом	$t_{пе}$	545 °С
Давление первичного пара за котлом	$P_{пе}$	255 кгс/см ²
Температура питательной воды	$t_{пв}$	277 °С
Расход вторичного пара	$D_{вт}$	1364 т/ч
Температура перегрева вторичного пара	$t_{вт}$	545 °С

7.2 Методология оценки

Финансовый анализ проекта выполнен согласно СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство», (г. Нур - Султан, 2007г.) с использованием следующих нормативно-методических документов:

- Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс), а также нормативные правовые акты, принятие которых предусмотрено настоящим Кодексом.
- «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)», утвержденные Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г.
- Пособие по подготовке промышленных технико-экономических исследований», - ЮНИДО, Вена, 1986.
- «Коммерческая оценка инвестиционных проектов» (основные положения методики), Альт-Инвест.

Финансовая модель проекта выполнена с использованием программного комплекса АЛТ – Инвест Сумм (версия al-8summ), разработанного компанией «Альт-Инвест» на основе методики ЮНИДО.

ООО «Альт-Инвест» - консалтинговая компания, специализирующаяся на стратегическом финансовом анализе и планировании. «Альт-Инвест» - ведущий в России разработчик программного обеспечения для оценки инвестиционных проектов. Компания основана в 1992 году. Программы «Альт-Инвест» являются универсальным решением для стратегического финансового планирования, анализа инвестиционных проектов и подготовки бизнес-планов. Услуги компании сертифицированы по стандарту ISO 9001:2008. Принципы расчетов, заложенные в программе, соответствуют международной методике инвестиционных проектов и учитывают специфику казахстанской экономики.

При выполнении расчетов по программе компании «Альт-Инвест» учтены требования действующего в РК налогового законодательства.

7.3 Основные характеристики проекта

Проект «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x» выполнен в соответствии с Техническим заданием на проектирование от 16.08.2023г.

Стадийность проектирования – Проект.

Вид строительства – Реконструкция.

Особые условия – выполнение работ осуществляется в условиях действующего предприятия в стесненных условиях, вблизи основного и вспомогательного оборудования.

Необходимость реализации проекта обусловлена требованиями «Экологического кодекса» Республики Казахстан, и предусматривает реконструкцию горелочных устройств котлов с целью снижения выбросов загрязняющих веществ (оксидов азота NO_x).

Проектом предусмотрена разработка проектно-сметной документации для модернизации котлов энергоблоков ст. № 3÷8 Экибастузской ГРЭС-1.

Основной задачей проекта является внедрение низкоэмиссионной технологии сжигания экибастузского угля, обеспечивающей концентрацию выбросов окислов азота NO_x в уходящих газах не выше 600 мг/нм³ (при α=1.4 на сухие д.г.).

Реализация поставленных задач заключается в разработке конструкции горелок, сопел и прочих элементов системы сжигания на основе теплового и аэродинамического расчетов котла и системы пылеприготовления.

Реконструкция проводится с минимальным изменением существующего оборудования при сохранении основного каркаса котла, воздухопроводов и газоходов.

Рабочим проектом предусматриваются следующие основные объемы работ, планируемые к реализации на всех котлах энергоблоков ст. №3÷8:

- Замена горелок на низкоэмиссионные;
- Установка воздушных сопел;
- Реконструкция пылегазовоздухопроводов с установкой пыледелителей, дополнительных клапанов, компенсаторов, расходомеров, опорно-подвесной системы;
- Реконструкция площадок обслуживания и металлоконструкций;
- Реконструкция боковых экранов НРЧ с разводкой экранных труб под новые горелки, сопла пристенного и третичного дутья;
- Устройство двусветных экранов с подводящими и отводящими трубопроводами и опорно-подвесной системой;
- Замена вентиляторов первичного воздуха;
- Замена вентилятора рециркуляции первичного воздуха;
- Проект обмуровки и тепловой изоляции в объеме модернизации;
- Установка дополнительных приборов КИПиА

Комплексная поставка оборудования выполняется разработчиком существующего котельного оборудования АО «Подольский машиностроительный завод» (АО «ЗиО») на основании расчетов и конструкторской документации.

7.4 Сроки и стоимость строительства

Реализация проекта модернизации котлов ст. №3 ÷ 8, согласно письму Заказчика, намечена на 2026г. ÷ 2031г.

Проектом предусмотрена поэтапная реконструкция энергоблоков. Начало работ в соответствии с календарным планом строительства:

- котел ст. №3 – 2026г.;
- котел ст. №4 – 2027г.;
- котел ст. №5 – 2028г.;
- котел ст. №6 – 2029г.;
- котел ст. №7 – 2030г.;
- котел ст. №8 – 2031г.

Продолжительность строительства:

- котел ст. №3 – 13 мес.;
- котел ст. №4 – 13 мес.;
- котел ст. №5 – 13 мес.;
- котел ст. №6 – 12 мес.;
- котел ст. №7 – 12 мес.;
- котел ст. №8 – 12 мес.

Общая продолжительность строительства – 72 мес.

Выход блоков на полную мощность после реконструкции – в 2032 году.

Финансовые потребности проекта сформированы на основании мероприятий, определенных техническими решениями по модернизации котлов.

Инвестиционные затраты включают в себя капиталовложения, используемые на строительно-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие затраты, связанные с реализацией проекта.

Стоимость строительства модернизации котлов на Экибастузской ГРЭС-1 составлена в текущих ценах 2023 года.

Выделено шесть очередей строительства.

1 очередь – котел ст. №3

Сметная стоимость строительства 1 очереди составлена в текущих ценах 2023г., и представлена в таблице 7.2.

Годы строительства – 2026г. – 2027г.

Таблица 7.2

Сметная стоимость строительства

тыс. тенге

Показатель	1 очередь
Стоимость строительства, всего, в том числе:	31 675 347,911
Строительно-монтажных работ	10 406 969,33
Оборудования, мебели и инвентаря	16 191 879,762
Прочих работ и затрат, в том числе:	5 076 498,819
- НДС	3 393 787,276

2 очередь – котел ст. №4

Сметная стоимость строительства 2 очереди составлена в текущих ценах 2023г., прогнозируемые цены 2027г., представлена в таблице 7.3.

Годы строительства – 2027г. – 2028г.

Таблица 7.3

Сметная стоимость строительства

тыс. тенге

Показатель	2 очередь
Стоимость строительства, всего, в том числе:	31 183 140,64
Строительно-монтажных работ	10 406 969,33
Оборудования, мебели и инвентаря	16 191 879,762
Прочих работ и затрат, в том числе:	4 584 291,548
- НДС	3 341 050,783

3 очередь – котел ст. №5

Сметная стоимость строительства 3 очереди составлена в текущих ценах 2023г., прогнозируемые цены 2028г., представлена в таблице 7.4.

Годы строительства – 2028г. – 2029г.

Таблица 7.4

Сметная стоимость строительства

тыс. тенге

Показатель	3 очередь
Стоимость строительства, всего, в том числе:	31 187 178,338
Строительно-монтажных работ	10 406 969,33
Оборудования, мебели и инвентаря	16 191 879,762
Прочих работ и затрат, в том числе:	4 588 329,246
- НДС	3 341 483,393

4 очередь – котел ст. №6

Сметная стоимость строительства 4 очереди составлена в текущих ценах 2023г., прогнозируемые цены 2029г., представлена в таблице 7.5.

Годы строительства – 2029г. – 2030г.

Таблица 7.5

Сметная стоимость строительства

тыс. тенге

Показатель	4 очередь
Стоимость строительства, всего, в том числе:	31 126 865,227
Строительно-монтажных работ	10 406 969,33
Оборудования, мебели и инвентаря	16 191 879,762
Прочих работ и затрат, в том числе:	4 528 016,135
- НДС	3 335 021,274

5 очередь – котел ст. №7

Сметная стоимость строительства 5 очереди составлена в текущих ценах 2023г., прогнозируемые цены 2030г., представлена в таблице 7.6. Годы строительства – 2030г. – 2031г.

Таблица 7.6

Сметная стоимость строительства

тыс. тенге

Показатель	5 очередь
Стоимость строительства, всего, в том числе:	31 126 865,227
Строительно-монтажных работ	10 406 969,33
Оборудования, мебели и инвентаря	16 191 879,762
Прочих работ и затрат, в том числе:	4 528 016,135
- НДС	3 335 021,274

6 очередь – котел ст. №8

Сметная стоимость строительства 6 очереди составлена в текущих ценах 2023г., прогнозируемые цены 2031г., представлена в таблице 7.7.

Годы строительства – 2031г. – 2032г.

Таблица 7.7

Сметная стоимость строительства

тыс. тенге

Показатель	6 очередь
Стоимость строительства, всего, в том числе:	31 126 865,227
Строительно-монтажных работ	10 406 969,33
Оборудования, мебели и инвентаря	16 191 879,762
Прочих работ и затрат, в том числе:	4 528 016,135
- НДС	3 335 021,274

Стоимость строительства Проекта «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x» в соответствие со Сводным сметным расчетом представлена в таблице 7.8.

Сводный сметный расчет составлен в текущих ценах 2023г., прогнозируемые цены 2026г.

Годы строительства – 2026г. ÷ 2032г.

Таблица 7.8

Сметная стоимость строительства

тыс. тенге

Показатель	Величина
Стоимость строительства, всего, в том числе:	187 426 262,57
Строительно-монтажных работ	62 441 815,98
Оборудования, мебели и инвентаря	97 151 278,572
Прочих работ и затрат, в том числе:	27 833 168,018
- НДС	20 081 385,274

Распределение капвложений по годам строительства представлено в таблице 7.9.

Таблица 7.9

Годы	Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	Всего	в том числе НДС
2022г.			230 440,501	230 440,501	24 690,053
2023г.			5 499,368	5 499,368	589,218
2024г.			276 215,453	276 215,453	29 594,513
2026г.	9 678 481,477	15 058 448,178	4 200 949,285	28 937 878,940	3 100 487,029
2027г.	10 406 969,330	16 191 879,762	4 584 291,548	31 183 140,640	3 341 050,783
2028г.	10 406 969,330	16 191 879,762	4 588 329,246	31 187 178,338	3 341 483,393
2029г.	11 135 457,183	17 325 311,346	4 891 410,347	33 352 178,876	3 573 447,737
2030г.	10 406 969,330	16 191 879,762	4 528 016,135	31 126 865,227	3 335 021,274
2031г.	10 406 969,330	16 191 879,762	4 528 016,135	31 126 865,227	3 335 021,274
Всего:	62 441 815,98	97 151 278,572	27 833 168,018	187 426 262,57	20 081 385,274

7.5 Предполагаемые источники и схемы финансирования

Финансирование проекта будет производиться из собственных средств Заказчика (письмо №003-1861 от 03.04.2023г.).

Таблица 7.10

Потребность в финансировании и источники инвестиций

тыс. тенге

Показатель	Всего	2022г.	2023г.	2024г.	2026г.
Потребность в инвестициях	187 426 262,57	230 440,501	5 499,368	276 215,453	28 937 878,94
Собственные средства	187 426 262,57	230 440,501	5 499,368	276 215,453	28 937 878,94
Доля собственных средств	100%	100%	100%	100%	100%

Продолжение таблицы 7.10

Показатель	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.
Потребность в инвестициях	31 183 140,64	31 187 178,338	33 352 178,876	31 126 865,227	31 126 865,227
Собственные средства	31 183 140,64	31 187 178,338	33 352 178,876	31 126 865,227	31 126 865,227
Доля собственных средств	100%	100%	100%	100%	100%

7.6 Производственная программа

В результате проведенного комплекса мероприятий по реконструкции котлов на Экибастузской ГРЭС-1 массовая концентрация окислов азота NO_x в дымовых газах (при $\alpha = 1.4$) должна снизиться и составить не более 600 мг/нм³.

Выбросы NO_x от каждого энергоблока до и после реализации проекта представлены в таблице 7.12.

Таблица 7.11

Выбросы NO_x до и после реализации проекта

Номер источника выброса (выделения)	Наименование источника выделения (выброса)	Загрязняющее вещество	Код	до проектных решений		после проектных решений		Снижение эмиссий после реализации проектных решений	
				г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0001	блок №1	Азота (IV) диоксид	0301	243,95991	6168,2834	243,95991	6168,2834	0	0
		Азот (II) оксид	0304	39,643485	1002,3461	39,643485	1002,3461	0	0
0001	блок №2	Азота (IV) диоксид	0301	228,38536	6330,4814	228,38536	6330,4814	0	0
		Азот (II) оксид	0304	37,112621	1028,7032	37,112621	1028,7032	0	0
0001	блок №3	Азота (IV) диоксид	0301	295,51146	7460,4082	208,59633	5266,1705	86,915137	2194,2377
		Азот (II) оксид	0304	48,020613	1212,3163	33,896903	855,75271	14,12371	356,56363
0001	блок №4	Азота (IV) диоксид	0301	297,32665	8245,6644	209,87763	5820,469	87,449013	2425,1954
		Азот (II) оксид	0304	48,31558	1339,9205	34,105115	945,82621	14,210465	394,09425
0001		Азота (IV) диоксид	0301	1065,1834	28204,837	890,81923	23585,404	174,36415	4619,4331
		Азот (II) оксид	0304	173,0923	4583,2861	144,75812	3832,6282	28,334174	750,65788
Итого:				1238,2757	32788,123	1035,5774	27418,032	202,69832	5370,091
0002	блок №5	Азота (IV) диоксид	0301	298,17373	7524,6713	210,47557	5314,226	87,698156	2210,4452
		Азот (II) оксид	0304	48,453231	1222,7591	34,202281	863,56173	14,25095	359,19735
0002	блок №6	Азота (IV) диоксид	0301	298,17373	8262,3256	210,47557	5834,7123	87,698156	2427,6133
		Азот (II) оксид	0304	48,453231	1342,628	34,202281	948,14075	14,25095	394,48716
0002	блок №7	Азота (IV) диоксид	0301	298,17373	6960,6059	210,47557	4913,3689	87,698156	2047,237
		Азот (II) оксид	0304	48,453231	1131,0985	34,202281	798,42245	14,25095	332,67602
0002	блок №8	Азота (IV) диоксид	0301	298,17373	6963,8365	210,47557	4915,6493	87,698156	2048,1872
		Азот (II) оксид	0304	48,453231	1131,6234	34,202281	798,79301	14,25095	332,83042
0002		Азота (IV) диоксид	0301	1192,6949	29711,439	841,9023	20977,956	350,79262	8733,4828
		Азот (II) оксид	0304	193,81292	4828,1089	136,80912	3408,9179	57,003801	1419,1909
Итого:				1386,5078	34539,548	978,71142	24386,874	407,79642	10152,674

Валовые выбросы окислов азота до реализации проекта, по годам в течении поочередной реконструкции котлов ст. №3 ÷ 8 и после реализации проекта представлены в таблице 7.12.

Таблица 7.12

тыс. тонн

	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.
Этапы реконструкции	до реконст р.	котел ст. №3						после реконс т
			котел ст. №4					
				котел ст. №5				
					котел ст.№6			
						котел ст.№7		
							котел ст.№ 8	
котел №3	8 672,72	0	6 121,92	6 121,92	6 121,92	6 121,92	6 121,92	6 121,92
котел №4	9 585,58	9 585,58	0	6 766,30	6 766,30	6 766,30	6 766,30	6 766,30
котел №5	8 747,43	8 747,43	8 747,43	0	6 177,79	6 177,79	6 177,79	6 177,79
котел №6	9 604,95	9 604,95	9 604,95	9 604,95	0	6 782,85	6 782,85	6 782,85
котел №7	8 091,70	8 091,70	8 091,70	8 091,70	8 091,70	0	5 711,79	5 711,79
котел №8	8 095,46	8 095,46	8 095,46	8 095,46	8 095,46	8 095,46	0	5 714,44
Всего выбросов от котлов №3÷8	52 797,86	44 125,13	34 539,55	31 914,04	29 075,38	27 161,47	25 848,86	37 275,09
Снижение выбросов после реконструкции								15 522,76

Валовые годовые выбросы окислов азота котлов ст. №3 ÷ 8 до реализации проекта составляют - 52 797,86 тонн. После реализации проекта составят – 37 275,09 тонн в год.

Снижение валовых выбросов окислов азота после реконструкции составит - 15 522,76 тонн в год. Соответственно валовые выбросы окислов азота сократятся на - 29,4%.

Основные технические показатели и их предельные отклонения при нормальных эксплуатационных условиях в установившемся режиме работы котла, по данным разработчика техно-рабочего проекта модернизации котла П-57-3М - АО «Подольский машиностроительный завод «ЗиО», должны соответствовать показателям, представленным в таблице 7.13.

Таблица 7.13

Технико-экономические показатели

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Разм.	Значения параметров и их отклонения	
				(до проекта)	(после проекта)
1	Максимальная длительная паропроизводительность котла	D _{max}	т/ч	1650	1650
2	Температура первичного пара за котлом	t _{пе}	°С	545±5	545±5
3	Давление первичного пара за котлом	P _{пе}	кгс/см ²	255±5	255±5
4	Температура питательной воды	t _{пв}	°С	275*	275*
5	Расход вторичного пара	D _{вт}	т/ч	1364*	1364*
6	Температура перегрева вторичного пара	t _{вт}	°С	545±5	545±5
7	Давление вторичного пара на выходе из котла	P _{вт}	МПа	38*	38*
8	Массовая концентрация NO _x в дымовых газах (при α= 1.4)	NO _x	мг/нм ³	800	600, не более
9	Валовые выбросы окислов азота NO _x котлов ст. №3÷8	тонн		52 797,86	37 275,09

Показатели работы котла определяются при проведении экспресс испытаний перед проведением реконструкции и должны быть не хуже после проведения реконструкции.

7.7 Финансовый анализ проекта

Ключевые критерии финансового анализа:

- Оценка эффективности Проекта «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x» выполнена в постоянных ценах, валюта проекта - тенге;
- Расчетный срок проекта – 20 лет, в том числе:
 - инвестиционная фаза, включающая проектирование и строительство – 10 лет (2023г. ÷ 2032г.);
 - эксплуатационная фаза – 10 лет.

- Оценка эффективности и финансовой состоятельности проекта выполнена на основе моделирования денежных потоков проекта на ежегодной основе в течение полного жизненного цикла проекта.
- Эффективность проекта рассчитана по полным инвестиционным затратам.
- Ставка дисконтирования принята на уровне – 16,0%.

Данный проект модернизации котла типа П-57-3М с целью снижения выбросов окислов азота является затратным.

Вместе с тем, проект имеет экологическую направленность. Необходимость снижения выбросов окислов азота обусловлена требованиями Экологического Кодекса Республики Казахстан.

Выгодами от реализации проекта для Заказчика является снижение ежегодных экологических платежей предприятия.

Оценка эффектов от проекта проводится путем сопоставления затрат на экологические платежи от выбросов оксида азота NO_x до и после реализации проекта.

Финансовый анализ проекта выполнен на основании сравнения «с проектом» и «без проекта».

Расчет платежей за эмиссии выполнен при принятом месячном расчетном показателе (МРП) в соответствии с «Прогнозом социально-экономического развития Республики Казахстан на 2023-2027 годы (2 этап)».

Таблица 7.14
тенге

2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г. и далее
3 450	3 605	3 731	3 862	3 997

Расчет экологических платежей валовых выбросов окислов азота NO_x от котлов ст. №3 ÷ 8 «без проекта» выполнен на основании информации, предоставленной Заказчиком:

- ставка платы за выбросы – 20,0 тенге/тонну;
- понижающий коэффициент принят – 0,3.

Таблица 7.15

Плата за валовые выбросы окислов азота NO_x
(без проекта)

	Валовые выбросы, тонн	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	2033г.÷ 2042г.
МРП, тенге		3731	3862	3997	3997	3997	3997	3997	3997	3997
Плата, тенге/тонну		20	20	20	20	20	20	20	20	20
пониж. к-т		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Котел №3	8 672,72	194 147,61	200 964,37	207 989,28	207 989,28	207 989,28	207 989,28	207 989,28	207 989,28	207 989,28
Котел №4	9 585,58	214 582,90	222 117,17	229 881,50	229 881,50	229 881,50	229 881,50	229 881,50	229 881,50	229 881,50
Котел №5	8 747,43	195 819,98	202 695,46	209 780,88	209 780,88	209 780,88	209 780,88	209 780,88	209 780,88	209 780,88
Котел №6	9 604,95	215 016,49	222 565,98	230 346,00	230 346,00	230 346,00	230 346,00	230 346,00	230 346,00	230 346,00
Котел №7	8 091,7	181 140,89	187 500,97	194 055,25	194 055,25	194 055,25	194 055,25	194 055,25	194 055,25	194 055,25
Котел №8	8 095,46	181 224,97	187 588,00	194 145,32	194 145,32	194 145,32	194 145,32	194 145,32	194 145,32	194 145,32
Всего, тыс. тенге	52 797,86	1 181 932,84	1 223 431,96	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22

Расчет экологических платежей валовых выбросов окислов азота NO_x от котлов ст. №3 ÷ 8 в течение реализации проекта и после, выполнен при принятых условиях:

- ставка платы за выбросы – 20,0 тенге/тонну;
- понижающий коэффициент принят – 0,3.

Таблица 7.16

Плата за валовые выбросы окислов азота NO_x
(с проектом)

	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.	2033г.÷ 2042г.
МРП, тенге	3731	3862	3997	3997	3997	3997	3997	3997	3997
Плата, тенге/тонну	20	20	20	20	20	20	20	20	20
пониж. к-т	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Котел №3	194 147,61	0	146 815,96	146 815,96	146 815,96	146 815,96	146 815,96	146 815,96	146 815,96
Котел №4	214 582,90	222 117,17	0	162 269,29	162 269,29	162 269,29	162 269,29	162 269,29	162 269,29
Котел №5	195 819,98	202 695,46	209 780,88	0	148 155,71	148 155,71	148 155,71	148 155,71	148 155,71
Котел №6	215 016,49	222 565,98	0230 346,00	0230 346,00	0	162 666,38	162 666,38	162 666,3	162 666,38
Котел №7	181 140,89	187 500,97	0194 055,25	0194 055,25	0194 055,25	0	136 980,18	136 980,18	136 980,18
Котел №8	181 224,97	187 588,00	194 145,32	0194 145,32	0194 145,32	0194 145,32	0	137 043,76	137 043,76
Всего, тыс. тенге	1 181 932,84	1 022 467,59	828 327,45	765 362,53	697 285,83	651 386,28	619 907,34	756 887,52	893 931,28

В таблице 7.17 представлена экономия ежегодных расходов на экологические платежи от реализации мероприятий по снижению выбросов окислов азота NO_x на котлах ст. №3 ÷ 8.

Таблица 7.17

тыс. тенге

Показатель	Сущ. положение	Годы реконструкции котлов						После реконструкции
	2025г.	2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.	2032г.÷2042г.
Без проекта	1 181 932,84	1 223 431,96	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22	1 266 198,22
Проект	1 181 932,84	1 022 467,59	828 327,45	765 362,53	697 285,83	651 386,28	619 907,34	893 931,28
Экономия	0	200 964,37	437 870,78	500 835,69	568 912,39	614 811,94	646 290,88	372 266,95
%								29,4

Экономическая эффективность проекта по снижению выбросов окислов азота NO_x характеризуется следующими показателями:

- выплаченный НДС в размере 12% составит 20 081 385,274 тыс. тенге.
- экономия от внедрения мероприятий по снижению выбросов окислов азота NO_x составит 372 266,95 тыс. тенге в год.

Результатирующие расчетные таблицы проекта представлены в таблицах 7.21.

Таблица 7.18

Отчет о финансировании и инвестициях в проект

тыс. тенге

Показатель	Всего проект
Стоимость строительства	187 426 262,57
Вложение собственных средств	187 426 262,57
Доля собственных средств	100%

Структура доходов и расходов проекта до и после реконструкции представлена в таблице 7.19.

Таблица 7.19

Отчет о прибылях и убытках

тыс. тенге

№	Показатель	2025г.	2032г.
1	Экологические платежи	-1 181 933	-1 266 198
2	Валовая прибыль	-1 181 933	-1 266 198
3	EBITDA	-1 181 933	-1 266 198
4	Амортизация	0	-15 213 171
5	Прибыль (убыток) от операционной деятельности	-1 181 933	-16 479 369
6	Доходы (экономия от реализации проекта)	0	372 267
7	Чистая прибыль (убыток)	-1 181 933	-16 107 102

7.8 Техничко-экономические показатели проекта

Таблица 7.20

Техничко-экономические показатели

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Разм.	Значение	
				(до проекта)	(после проекта)
1	Паропроизводительность котла	D _{max}	т/ч	1650	1650
2	Температура первичного пара за котлом	t _{пе}	°C	545±5	545±5
3	Давление первичного пара за котлом	P _{пе}	кгс/см ²	255±5	255±5
4	Температура питательной воды	t _{пв}	°C	275*	275*
5	Массовая концентрация NO _x в дымовых газах (при α= 1,4)	NO _x	мг/нм ³	800	600, не более
6	Валовые выбросы окислов азота NO _x котлов ст. №3÷8		Тонн/год	52 797,86	37 275,09
7	Экологические платежи		тыс. тенге/год	1 181 932,84	893 931,28
8	Экономия от реализации проекта		тыс. тенге/год		372 266,95
9	Продолжительность строительства (общая)		мес.		72
9	Сметная стоимость строительства:		тыс. тенге		187 426 262,57
	- строительно - монтажных работ		тыс. тенге		62 441 815,98
	- оборудования, инвентаря		тыс. тенге		97 151 278,572
	- прочих работ и затрат		тыс. тенге		27 833 168,018
	• в том числе НДС		тыс. тенге		20 081 385,274
10	Сметная стоимость строительства по годам:		тыс. тенге		187 426 262,57
	- 2022г.		тыс. тенге		230 440,501
	- 2023г.		тыс. тенге		5 499,368
	- 2024г.		тыс. тенге		276 215,453
	- 2026г.		тыс. тенге		28 937 878,940
	- 2027г.		тыс. тенге		31 183 140,640
	- 2028г.		тыс. тенге		31 187 178,338
	- 2029г.		тыс. тенге		33 352 178,876
	-2030г.		тыс. тенге		31 126 865,227

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Разм.	Значение	
				(до проекта)	(после проекта)
	- 2031г.		тыс. тенге		31 126 865,227
11	Сметная стоимость строительства по очередям:		тыс. тенге		187 426 262,57
	- 1 очередь (котел №3)		тыс. тенге		31 675 347,911
	- 2 очередь (котел №4)		тыс. тенге		31 183 140,64
	- 3 очередь (котел №5)		тыс. тенге		31 187 178,338
	- 4 очередь (котел №6)		тыс. тенге		31 126 865,227
	- 5 очередь (котел №7)		тыс. тенге		31 126 865,227
	- 6 очередь (котел №8)		тыс. тенге		31 126 865,227

7.9 Выводы

Проект «Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x » выполнен в соответствии с Техническим заданием на проектирование.

Необходимость реализации проекта обусловлена требованиями «Экологического кодекса» Республики Казахстан, и предусматривает реконструкцию горелочных устройств котлов с целью снижения выбросов загрязняющих веществ (оксидов азота NO_x).

Основной задачей проекта является внедрение низкоэмиссионной технологии сжигания экибастузского угля, обеспечивающей концентрацию выбросов окислов азота NO_x в уходящих газах не выше **600 мг/м³** (при $\alpha=1.4$ на сухие д.г.).

В результате реализации мероприятий, валовые выбросы окислов азота от котлов ст. №3 ÷ 8 снизятся до - **37 275,09 тонн/год**.

Экономия затрат на экологические платежи предприятия составит - **372 266,95 тыс. тенге/год**.

Сметная стоимость строительства – **187 426 262,57 тыс. тенге**;

В том числе:

- | | |
|-------------------------------|------------------------------|
| - Строительно-монтажных работ | – 62 441 815,98 тыс. тенге; |
| - оборудования | – 97 151 278,572 тыс. тенге; |
| - прочих работ и затрат | – 27 833 168,018 тыс. тенге; |
| - в том числе НДС | – 20 081 385,274 тыс. тенге. |

7. 10 Расчетные таблицы

Проект

«Модернизация котла типа П-57-3М Экибастузской ГРЭС-1 с целью снижения выбросов окислов азота NO_x»

ДАТА НАЧАЛА И ДЛИТЕЛЬНОСТЬ			2023	2024	2025	2026	2027
Дата начала проекта	01.01.2023						
Горизонт планирования проекта	20,00	лет					
Инвестиционная фаза проекта	9	лет					
ВАЛЮТЫ, КУРСЫ, ИНФЛЯЦИЯ			2023	2024	2025	2026	2027
Учет инфляции при планировании цен	0	Не учитывать					
Основная валюта расчетов			тыс. KZT				
ПАРАМЕТРЫ НАЛОГОВ			2023	2024	2025	2026	2027
НАЛОГ НА ДОБАВЛЕННУЮ СТОИМОСТЬ							
Стандартная ставка налога		%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
СТАВКИ ДИСКОНТИРОВАНИЯ			2023	2024	2025	2026	2027
Ставка для собственного капитала, Re	16,0%		16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%
ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ			2023	2024	2025	2026	2027
экологические платежи							
затраты за период (год), без НДС		тыс. KZT	1 181 933	1 181 933	1 181 933	1 223 432	1 266 198
Итого: Производственные издержки, с НДС		тыс. KZT	1 181 933	1 181 933	1 181 933	1 223 432	1 266 198
Всего постоянных издержек, с НДС			тыс. KZT	1 181 933	1 181 933	1 223 432	1 266 198
ИНВЕСТИЦИИ			2023	2024	2025	2026	2027
инвестиции							
график оплаты, без НДС	167 344 877	тыс. KZT	210 661	246 621	0	25 837 392	27 842 090
Итого: Оборудование, с НДС и пошлинами		тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Суммарные инвестиции, с НДС и пошлинами			тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879
в том числе НДС		тыс. KZT	25 279	29 595	0	3 100 487	3 341 051
ПРОЧИЕ ДОХОДЫ И РАСХОДЫ			2023	2024	2025	2026	2027
Прочие доходы							
снижение эмиссий							
прочие доходы (без НДС)		тыс. KZT	0	200 964	437 871	500 836	568 912
Итого: прочие доходы (с НДС)			тыс. KZT	0	200 964	437 871	500 836
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ			2023	2024	2025	2026	2027
собственные средства							
вложение собственных средств		тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Итого: Вложение собственных средств			тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

27 845 695	29 778 731	27 791 844	27 791 844	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
3 341 483	3 573 448	3 335 021	3 335 021	0	0	0	0

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

614 812	646 291	646 291	646 291	372 267	372 267	372 267	372 267
614 812	646 291	646 291	646 291	372 267	372 267	372 267	372 267

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
------	------	------	------	------	------	------	------

31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
91 820 353	125 172 532	156 299 397	187 426 263	187 426 263	187 426 263	187 426 263	187 426 263

2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	25 028 402
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	25 028 402
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
0	0	0	0	0	0	0	167 344 877
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	20 081 385
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	8 357 204
372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
187 426 263	187 426 263	187 426 263	187 426 263	187 426 263	187 426 263	187 426 263	

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ		2023	2024	2025	2026	2027
Выручка	тыс. KZT	0	0	0	0	0
Себестоимость:	тыс. KZT	-1 181 933	-1 181 933	-1 181 933	-1 223 432	-1 266 198
производственные расходы	тыс. KZT	-1 181 933	-1 181 933	-1 181 933	-1 223 432	-1 266 198
Валовая прибыль	тыс. KZT	-1 181 933	-1 181 933	-1 181 933	-1 223 432	-1 266 198
ЕВИТДА	тыс. KZT	-1 181 933	-1 181 933	-1 181 933	-1 223 432	-1 266 198
Амортизация	тыс. KZT	0	0	0	0	0
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	тыс. KZT	-1 181 933	-1 181 933	-1 181 933	-1 223 432	-1 266 198
Прочие доходы	тыс. KZT	0	200 964	437 871	500 836	568 912
Прибыль до налогообложения	тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
Чистая прибыль (убыток)	тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
Нераспределенная чистая прибыль за период	тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (прямой)		2023	2024	2025	2026	2027
Поступления от продаж	тыс. KZT	0	0	0	0	0
Оплата материалов и операционных расходов	тыс. KZT	-1 181 933	-1 181 933	-1 181 933	-1 223 432	-1 266 198
Прочие поступления	тыс. KZT	0	200 964	437 871	500 836	568 912
Денежные потоки от операционной деятельности	тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
Инвестиции в оборудование	тыс. KZT	-235 940	-276 215	0	-28 937 879	-31 183 141
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	тыс. KZT	-235 940	-276 215	0	-28 937 879	-31 183 141
Поступления собственного капитала	тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Денежные потоки от финансовой деятельности	тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Суммарный денежный поток за период	тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
Денежные средства на начало периода	тыс. KZT	0	-1 181 933	-2 162 901	-2 906 963	-3 629 560
Денежные средства на конец периода	тыс. KZT	-1 181 933	-2 162 901	-2 906 963	-3 629 560	-4 326 845
БАЛАНС		2023	2024	2025	2026	2027
Денежные средства	тыс. KZT	-1 181 933	-2 162 901	-2 906 963	-3 629 560	-4 326 845
НДС на приобретенные товары	тыс. KZT	25 279	54 874	54 874	3 155 361	6 496 412
Суммарные оборотные активы	тыс. KZT	-1 156 654	-2 108 028	-2 852 090	-474 199	2 169 566
Оборудование и прочие активы	тыс. KZT	0	0	0	0	0
Незавершенные капиталовложения	тыс. KZT	210 661	457 282	457 282	26 294 673	54 136 763
Суммарные внеоборотные активы	тыс. KZT	210 661	457 282	457 282	26 294 673	54 136 763
ИТОГО АКТИВОВ	тыс. KZT	-945 993	-1 650 746	-2 394 808	25 820 475	56 306 329
Суммарные краткосрочные обязательства	тыс. KZT	0	0	0	0	0
Суммарные долгосрочные обязательства	тыс. KZT	0	0	0	0	0
Суммарный собственный капитал	тыс. KZT	-945 993	-1 650 746	-2 394 808	25 820 475	56 306 329
ИТОГО ПАССИВОВ	тыс. KZT	-945 993	-1 650 746	-2 394 808	25 820 475	56 306 329

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
0	0	0	0	0	0	0	0
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198
0	0	0	0	-15 213 171	-15 213 171	-15 213 171	-15 213 171
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-16 479 369	-16 479 369	-16 479 369	-16 479 369
614 812	646 291	646 291	646 291	372 267	372 267	372 267	372 267
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
0	0	0	0	0	0	0	0
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198
614 812	646 291	646 291	646 291	372 267	372 267	372 267	372 267
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	19 187 454	-893 931	-893 931	-893 931
-31 187 178	-33 352 179	-31 126 865	-31 126 865	0	0	0	0
-31 187 178	-33 352 179	-31 126 865	-31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	19 187 454	-893 931	-893 931	-893 931
-4 326 845	-4 978 232	-5 598 139	-6 218 046	-6 837 954	12 349 500	11 455 569	10 561 638
-4 978 232	-5 598 139	-6 218 046	-6 837 954	12 349 500	11 455 569	10 561 638	9 667 706
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
-4 978 232	-5 598 139	-6 218 046	-6 837 954	12 349 500	11 455 569	10 561 638	9 667 706
9 837 895	13 411 343	16 746 364	20 081 385	0	0	0	0
4 859 663	7 813 204	10 528 318	13 243 431	12 349 500	11 455 569	10 561 638	9 667 706
0	0	0	0	152 131 707	136 918 536	121 705 365	106 492 195
81 982 458	111 761 189	139 553 033	167 344 877	0	0	0	0
81 982 458	111 761 189	139 553 033	167 344 877	152 131 707	136 918 536	121 705 365	106 492 195
86 842 121	119 574 393	150 081 351	180 588 309	164 481 207	148 374 105	132 267 003	116 159 901
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
86 842 121	119 574 393	150 081 351	180 588 309	164 481 207	148 374 105	132 267 003	116 159 901
86 842 121	119 574 393	150 081 351	180 588 309	164 481 207	148 374 105	132 267 003	116 159 901

2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
0	0	0	0	0	0	0	0
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-25 028 402
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-25 028 402
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-25 028 402
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-25 028 402
-15 213 171	-15 213 171	-15 213 171	-15 213 171	-15 213 171	-15 213 171	-15 213 171	-167 344 877
-16 479 369	-16 479 369	-16 479 369	-16 479 369	-16 479 369	-16 479 369	-16 479 369	-192 373 279
372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	8 357 204
-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-184 016 075
-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-184 016 075
-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-184 016 075
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
0	0	0	0	0	0	0	0
-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-1 266 198	-25 028 402
372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	372 267	8 357 204
-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	3 410 187
0	0	0	0	0	0	0	-187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	-187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	3 410 187
9 667 706	8 773 775	7 879 844	6 985 913	6 091 981	5 198 050	4 304 119	
8 773 775	7 879 844	6 985 913	6 091 981	5 198 050	4 304 119	3 410 187	
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
8 773 775	7 879 844	6 985 913	6 091 981	5 198 050	4 304 119	3 410 187	
0	0	0	0	0	0	0	
8 773 775	7 879 844	6 985 913	6 091 981	5 198 050	4 304 119	3 410 187	
91 279 024	76 065 853	60 852 683	45 639 512	30 426 341	15 213 171	0	
0	0	0	0	0	0	0	
91 279 024	76 065 853	60 852 683	45 639 512	30 426 341	15 213 171	0	
100 052 799	83 945 697	67 838 595	51 731 493	35 624 391	19 517 289	3 410 187	
0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	
100 052 799	83 945 697	67 838 595	51 731 493	35 624 391	19 517 289	3 410 187	
100 052 799	83 945 697	67 838 595	51 731 493	35 624 391	19 517 289	3 410 187	

ОТЧЕТ – ЗАТРАТЫ (без НДС)			2023	2024	2025	2026	2027
Операционные расходы	25 028 402	тыс. KZT	1 181 933	1 181 933	1 181 933	1 223 432	1 266 198
Производственные издержки	25 028 402	тыс. KZT	1 181 933	1 181 933	1 181 933	1 223 432	1 266 198
экологические платежи	25 028 402	тыс. KZT	1 181 933	1 181 933	1 181 933	1 223 432	1 266 198
Амортизация	167 344 877	тыс. KZT	0	0	0	0	0
Итого	192 373 279	тыс. KZT	1 181 933	1 181 933	1 181 933	1 223 432	1 266 198
ОТЧЕТ – ИНВЕСТИЦИИ (с НДС)			2023	2024	2025	2026	2027
Оборудование	187 426 263	тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
инвестиции	187 426 263	тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Итого	187 426 263	тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
ОТЧЕТ – ФИНАНСИРОВАНИЕ			2023	2024	2025	2026	2027
Вложение собственных средств	187 426 263	тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Доля собственных средств	100%	%					
ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (косвенный)			2023	2024	2025	2026	2027
Чистая прибыль (убыток)		тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
Амортизация		тыс. KZT	0	0	0	0	0
Денежные потоки от операционной деятельности		тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
Инвестиции в оборудование		тыс. KZT	-235 940	-276 215	0	-28 937 879	-31 183 141
Денежные потоки от инвестиционной деятельности		тыс. KZT	-235 940	-276 215	0	-28 937 879	-31 183 141
Поступления собственного капитала		тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Денежные потоки от финансовой деятельности		тыс. KZT	235 940	276 215	0	28 937 879	31 183 141
Суммарный денежный поток за период		тыс. KZT	-1 181 933	-980 968	-744 062	-722 596	-697 286
Денежные средства на начало периода		тыс. KZT	0	-1 181 933	-2 162 901	-2 906 963	-3 629 560
Денежные средства на конец периода		тыс. KZT	-1 181 933	-2 162 901	-2 906 963	-3 629 560	-4 326 845
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ ПРОЕКТА (FCFF)			2023	2024	2025	2026	2027
Ставка дисконтирования	16,0%	%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%
Свободный денежный поток компании, FCFF		тыс. KZT	-1 417 873	-1 257 184	-744 062	-29 660 475	-31 880 426
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. KZT	-1 417 873	-1 257 184	-744 062	-29 660 475	-31 880 426
Дисконтированный денежный поток		тыс. KZT	-1 417 873	-1 083 779	-552 959	-19 002 211	-17 607 276
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. KZT	-1 417 873	-2 501 652	-3 054 611	-22 056 822	-39 664 098
Чистая приведенная стоимость, NPV	-85 773 662	тыс. KZT					
Внутренняя норма рентабельности, IRR	-	%	(с учетом инфляции, номинальная)				
Дисконтированный срок окупаемости, PBP	-	лет					
Простой срок окупаемости	-	лет					

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198
0	0	0	0	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	16 479 369	16 479 369	16 479 369	16 479 369
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102
0	0	0	0	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	19 187 454	-893 931	-893 931	-893 931
-31 187 178	-33 352 179	-31 126 865	-31 126 865	0	0	0	0
-31 187 178	-33 352 179	-31 126 865	-31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
31 187 178	33 352 179	31 126 865	31 126 865	0	0	0	0
-651 386	-619 907	-619 907	-619 907	19 187 454	-893 931	-893 931	-893 931
-4 326 845	-4 978 232	-5 598 139	-6 218 046	-6 837 954	12 349 500	11 455 569	10 561 638
-4 978 232	-5 598 139	-6 218 046	-6 837 954	12 349 500	11 455 569	10 561 638	9 667 706
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%
-31 838 565	-33 972 086	-31 746 773	-31 746 773	19 187 454	-893 931	-893 931	-893 931
-31 838 565	-33 972 086	-31 746 773	-31 746 773	19 187 454	-893 931	-893 931	-893 931
-15 158 755	-13 943 580	-11 232 946	-9 683 574	5 045 398	-202 640	-174 689	-150 594
-54 822 853	-68 766 433	-79 999 378	-89 682 952	-84 637 554	-84 840 194	-85 014 883	-85 165 477

2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	25 028 402
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	25 028 402
1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	1 266 198	25 028 402
15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	167 344 877
16 479 369	16 479 369	16 479 369	16 479 369	16 479 369	16 479 369	16 479 369	192 373 279
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
							100%
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-16 107 102	-184 016 075
15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	15 213 171	167 344 877
-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	3 410 187
0	0	0	0	0	0	0	-187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	-187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
0	0	0	0	0	0	0	187 426 263
-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	3 410 187
9 667 706	8 773 775	7 879 844	6 985 913	6 091 981	5 198 050	4 304 119	
8 773 775	7 879 844	6 985 913	6 091 981	5 198 050	4 304 119	3 410 187	
2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	ИТОГО
16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	16,0%	
-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-184 016 075
-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-893 931	-184 016 075
-129 823	-111 916	-96 479	-83 172	-71 700	-61 810	-53 285	-85 773 662
-85 295 300	-85 407 216	-85 503 695	-85 586 867	-85 658 567	-85 720 377	-85 773 662	