Товарищество с ограниченной ответственностью
«ПАВЛОДАРЭНЕРГОПРОЕКТ»
государственная лицензия I категории № 13015367 от 11.09.13г.

Реконструкция Аркалыкской ТЭЦ в части замены турбоагрегата ст.№2 мощностью 2,5 МВт в г.Аркалык Костанайской области

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ТОМ 2. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

(откорректировано по замечаниям филиала по Костанайской области РГП «Госэкспертиза» от 13.04.2018г.)

748 – 17 – ПЗ

Павлодар
2018

Товарищество с ограниченной ответственностью
«ПАВЛОДАРЭНЕРГОПРОЕКТ»
государственная лицензия I категории № 13015367 от 11.09.13г.

Реконструкция Аркалыкской ТЭЦ в части замены турбоагрегата ст.№2 мощностью 2,5 МВт в г.Аркалык Костанайской области

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ТОМ 2. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

(откорректировано по замечаниям филиала по Костанайской области РГП «Госэкспертиза» от 13.04.2018г.)

748 – 17 – ПЗ

Директор	А.В. Ефимов
Главный инженер	М.А. Клоков
ГИП	Е.В. Солопов

Павлодар
2018

Товарищество с ограниченной ответственностью
«ПАВЛОДАРЭНЕРГОПРОЕКТ»
государственная лицензия I категории № 13015367 от 11.09.13г.

Реконструкция Аркалыкской ТЭЦ в части замены турбоагрегата ст.№2 мощностью 2,5 МВт в г.Аркалык Костанайской области

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ТОМ 2. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

(откорректировано по замечаниям филиала по Костанайской области РГП «Госэкспертиза» от 13.04.2018г.)

748 – 17 – ПЗ

Технические решения, принятые в настоящем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Республики Казахстан, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных рабочими чертежами.

ГИП Е.В. Солопов

Павлодар
2018

Участники разработки

Главный инженер проекта	Солопов Е.В.
Начальник ТМО	Кинёв А.И.
Главный специалист ГПиТ	Ашифина Г.В.
И.о. начальника АСО	Коваленко Д.В.
Начальник ЭТО	Короленко А.Ю.
Начальник ОКИПиА	Клоков М.А.
Начальник ОГС	Цой Ж.А.
Начальник СМО	Сомова З.П.

СОСТАВ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА

ТОМ 1 ПАСПОРТ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА

ТОМ 2 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

ТОМ 3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ОВОС)

ТОМ 4 МАТЕРИАЛЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ФУНДАМЕНТА ТУРБОАГРЕГАТА СТ. №2

ТОМ 5 СМЕТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ТОМ 6 ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ, ИЗДЕЛИЙ, КОНСТРУКЦИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ. ПРАЙС-ЛИСТЫ

ТОМ 7 ПРОЕКТ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА (ПОС)

Рабочие чертежи

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ…… 9
   1.1 Основание для разработки рабочего проекта…… 9
   1.2 Исходные данные для проектирования…… 9
   1.3 Подтверждение соответствия разработанной проектно-сметной документации государственным нормам, правилам, стандартам, исходным данным, а также техническим условиям и требованиям…… 9

2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН…… 11
   2.1 Краткая характеристика района и площадки строительства…….. 11
   2.2 Краткое описание рельефа площадки строительства…… 12
   2.3 Генеральный план…… 12

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ…… 14
   3.1 Исходные данные и положения……. 14
      3.1.1 Общие данные…….. 14
      3.1.2 Краткая характеристика существующего состояния ТЭЦ г.Аркалык……. 14
   3.2 Основные решения по технологии производства…… 16
   3.3 Состав основного и вспомогательного оборудования……..….. 18
   3.4 Технологическая схема…….. 20
   3.5 Компоновочные решения…….….. 20
   3.6 Технологические трубопроводы…… 20
   3.7 Организация и механизация ремонтных работ…… 21
   3.8 Решения по применению малоотходных и безотходных технологий, повторному использованию тепла и стоков……..…..…..…… 21
   3.9 Мероприятия по энергосбережению…….….. 22
   3.10 Технические решения по сокращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду……...….. 23
   3.11 Вид, состав и объем отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению…….. 23
   3.12 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению…… 23

4. УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ И ПРЕДПРИЯТИЕМ, ОРГАНИЗАЦИЯ И УСЛОВИЯ ТРУДА ПЕРСОНАЛА……..… 25
   4.1 Организация производства……. 25
      4.1.1 Организационная структура административного управления котельной. Состав и функциональная взаимосвязь подразделений 25
      4.1.2 Организация оперативного управления…….. 25
      4.1.3 Организация труда эксплуатационного и ремонтного персонала 26
   4.2 Численность промышленно-производственного персонала……..….. 26
   4.3 Мероприятия по охране труда и технике безопасности……. 27
      4.3.1 Охрана труда и техника безопасности на период строительства 28
   4.4 Мероприятия по снижению производственных шумов и вибрации……. 30

4.5 Основные решения, обеспечивающие условия жизнедеятельности инвалидов и других маломобильных групп населения…….. 31

5. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ……. 32
5.1 Общие данные…… 32
5.1.1 Местоположение и характеристика строительного участка……. 32
5.1.2 Климатические условия площадки строительства…….. 32
5.1.3 Инженерно-строительные условия, планировочные ограничения 32
5.1.4 Требования по сносу, переносу зданий и сооружений……. 33
5.2 Архитектурно-планировочные решения зданий и сооружений……. 33
5.3 Материалы, применяемые в конструкциях……. 34
5.4 Защита строительных конструкций от коррозии…… 35
5.5 Мероприятия по снижению производственных шумов и вибрации…. 35

6. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ…….. 37
6.1 Общие данные……. 37
6.2 Основные электротехнические решения…….. 37
6.2.1 Замена турбогенератора…… 37
6.2.2 Генераторное распределительное устройство…… 38
6.2.3 Защита, управление и учет…….. 38
6.3 Кабельное хозяйство…… 39
6.3.1 Кабельное хозяйство внутри зданий и по площадке……. 39
6.4 Заземляющие устройства, молниезащита……. 39
6.5 Электрическое освещение…….. 39
6.6 Электромагнитное воздействие и воздействие на окружающую среду 40

7. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ…… 41
7.1 Описание существующего состояния……..... 41
7.2 Краткая характеристика объекта автоматизации……. 41
7.3 Общая концепция системы управления…… 42
7.4 Функциональная и организационная структура системы управления.. 43
7.5 Электропитание приборов и средств автоматизации……. 43

8 ВОДОСНАБЖЕНИЕ……..……... 44
8.1 Хозяйственно-противопожарный водопровод……. 44

9. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ…… 45
9.1 Общие сведения…….. 45
9.2 Категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности и классы помещений по ПУЭ……. 45
9.3 Строительные мероприятия…… 46
9.4 Противопожарное водоснабжение……..….. 46
9.5 Противопожарные мероприятия для основного технологического оборудования…….. 47
9.6 Электротехнические мероприятия……..….. 50

10 ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ПО ВЗРЫВО - И ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ…….. 51

10.1 Общая информация…… 51

10.1.1 Общие сведения о промышленном объекте…… 51

10.1.2 Краткая характеристика Аркалыкской ТЭЦ…… 51

10.2 Оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению……. 54

10.3 Оценка рисков…… 56

10.4 Возможная обстановка при чрезвычайных ситуациях ……. 66

10.4.1 Требования к технической укрепленности……. 66

10.4.2 Технологические мероприятия, проводимые при угрозе возникновения чрезвычайных ситуациях……. 67

11. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ…….. 72

12. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…….. 73

13. ПРИЛОЖЕНИЯ…….. 75

1) Задание на проектирование от 29.05.17г…… 76

2) Государственная лицензия I категории ТОО «Павлодарэнергопроект» № 13015367 от 11.09.13г……..…… 82

3) Акт на земельные участок площадью 18,53 га № 0027472 (кадастровый номер 12-282-011-229), выданный Аркалыкским филиалом КДГП «КостанайНПЦзем» от 28 июня 2007 года…… 86

4) Решение маслихата г. Аркалык о финансировании рабочего проекта от 23.02.17 г……... 89

5) Постановление Акимата г. Аркалык о разрешении реконструкции Аркалыкской ТЭЦ от 10.08.2017 г № 307 …… 100

6) Архитектурно-планировочное задание (АПЗ) от № 64 24.08.2017 г……. 101

7) Технические условия № 1 от 11.07.17г. на установку паровой турбины, выданные ГКП «Аркалыкская ТЭК»……. 110

8) Технические условия № 2 от 11.07.17 г. на электроснабжение, выданные ГКП «Аркалыкская ТЭК»…… 111

9) Протокол технического совещания от 29.05.17 г…… 112

10) Письмо ГУ «Отдел ЖКХ, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции акимата города Аркалыка» №01-11/390 от 16.03.18г. об источнике финансирования и уточненном сроке начала строительства…….. 115

11) Письмо ГУ «Отдел ЖКХ, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции акимата города Аркалыка» исх. № 01-11/1200 от 25.08.17 г. о перевозке ТБО…… 116

12) Письмо КГП «Аркалыкская ТЭК» исх. №02-1-1378 от 10.07.2017 г. о дальности перевозки грунта, ТБО…….. 117

13) Письмо ГУ «Отдел ЖКХ, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции акимата города Аркалыка» исх. № 01-11/941 от 11.07.17 г. о выборе поставщика турбины – компания «Сименс» 118

14) Письмо КГП «Аркалыкская ТЭК» исх. №02-1-1382 от 11.07.17 г. о выборе поставщика турбины – компания «Сименс»…… 119

15) Письмо ГУ «Отдел ЖКХ, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции акимата города Аркалыка» исх. № 01-11/1420 от 12.10.17 г. о согласовании рабочего проекта…… 120

16) Дефектный акт № 1 от 10.07.17г. на демонтажные работы……. 121

17) Температурный график г.Аркалык на отопительный сезон 2016-2017 гг. от 02.08.16г., утвержденный ГКП «Аркалыкская ТЭК»……. 122

18) Исходные данные по оборудованию Аркалыкской ТЭК по состоянию на 01.01.17г…….. 123

19) Декларация безопасности Аркалыкской ТЭЦ…….. 132

20) Письмо ГУ «Комитета госконтроля за ЧС и промышленной безопасности» исх. №19-05-06/101-1449 от 19.06.13 г. о регистрации декларации безопасности АТЭЦ……..... 219

21) Письмо РГУ «Отдел по ЧС г. Аркалык…» №ЮЛ-А-00028 от 13.07.2017г. информация по пожарной части…… 220

22) Приказ №18 о назначении пожарной комиссии на АТЭЦ…….. 221

23) Письмо РГП на ПХВ «Казгидромет» исх. №28-02-14993 от 24.08.17….. 223

24) Экспертное заключение ТОО «КазЭкспертИнжиниринг» № 177 от 31.08.17г. на соответствие требованиям и нормам по промышленной безопасности……. 224

25) Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов автоматического - пожаротушения……. 257

26) Компоновка турбин. План……

Раздел 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Основание для разработки рабочего проекта

Рабочий проект «Реконструкция Аркалыкской ТЭЦ в части замены турбоагрегата ст. №2 мощностью 2,5 МВт в г. Аркалык Костанайской области» выполнен на основании:

- договора № 78 от 12.05.17г., заключенного между ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта, автомобильных дорог и жилищной инспекции акимата города Аркалыка» и ТОО «Павлодарэнергопроект» на выполнение рабочего проекта;
- задания на проектирование на разработку рабочего проекта «Реконструкция Аркалыкской ТЭЦ в части замены турбоагрегата ст. №2 мощностью 2,5 МВт в г. Аркалык Костанайской области» от 29.05.17г.;
- протокола технического совещания от 29.05.17г. и др.

1.2 Исходные данные для проектирования

Основными исходными данными для разработки рабочего проекта послужили следующие материалы:

- задание на проектирование на разработку рабочего проекта от 29.05.17г.;
- технические условия № 1 от 11.07.17г. на установку паровой турбины с генератором в существующем главном корпусе Аркалыкской ТЭЦ, выданные ГКП «Аркалыкская ТЭК»;
- технические условия № 2 от 11.07.17г. на электроснабжение турбины;
- протокол технического совещания от 29.05.17г.;
- техническое заключение по результатам обследования и оценки технического состояния строительных конструкций существующего фундамента турбоагрегата ст. №2, выполненное ТОО «АстанаОТНинжиниринг» от 06.07.17г.;

Все исходные документы и материалы представлены в разделе 13 «Приложения» настоящей пояснительной записки.

1.3 Подтверждение соответствия разработанной проектно-сметной документации государственным нормам, правилам, стандартам, исходным данным, а также техническим условиям и требованиям

Технические решения, принятые в рабочем проекте, соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» [12.1], государственных экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, правил и стандартов, действующих на территории Республики Казахстан, и обеспечивают безопасную для жизни здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных рабочими чертежами.

Проектная документация выполнена в полном соответствии с выданными исходными данными, представленными в разделе 13 «Приложения» настоящей пояснительной записки.

Раздел 2. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

2.1 Краткая характеристика района и площадки строительства

Город Аркалык расположен в Костанайской области.

Градообразующее предприятие - бокситовое рудоуправление (в ближайшие 15-20 лет исчерпает месторождение и здесь будет возможна добыча лишь огнеупорной глины). Так же, в области имеется ряд месторождений других полезных ископаемых:

- Жана-Аркалыкское месторождение свинца с неглубоким залеганием (до 50 метров);
- Акжальское месторождение нефритоидов (облицовочного и ювелирного сырья);
- Акбулакское месторождение белых мраморов;
- Агыржальское месторождение чёрных мраморов;
- Жана-Аркалыкское месторождение лечебно-столовых минеральных вод.

Железнодорожное сообщения города с областным центром - Костанаем, а также с поселком Шубарколь, осуществляется через станцию Аркалык. Автомобильное сообщение - посредством автодороги Костанай — Аркалык и автодороги Жезказган - Аркалык.

Жизнедеятельность города обеспечивает Государственное коммунальное предприятие «Аркалыкская теплоэнергетическая компания» (ГКП «АТЭК»), которая осуществляет снабжение потребителей города теплом, горячим водоснабжением, холодной питьевой водой, технической водой промышленных объектов, обеспечивает прием и отведение стоков. Кроме этого обеспечивает выработку электроэнергии на тепловом потреблении на собственные нужды предприятия и ее транспорт и обеспечивает холодным водоснабжением сельские населенные пункты, расположенные вдоль магистральных водопроводов (Ашу-Тасты, Ангар, Родина, Ак-бидай, Жалгызтал, Фурманова).

Предприятие ГКП «Аткалыкская ТЭК» представлена тремя площадками, расположеными в городе Аркалык:

Площадка №1 представлена территорией ТЭЦ, расположенной в промзоне, в южной части города.

Границами промышленной площадки служат территории соседних предприятий. Расстояние от ТЭЦ до ближайшего жилого массива (селитебной зоны) составляет 700м.

Площадка ТЭЦ расположена в пределах радиуса обслуживания существующего специализированного пожарного отряда №2 ГУ «СПиАСР ДЧС Костанайской области, находящегося в 2,6 км от территории ТЭЦ.

Обеспечение площадки предприятия материальными ресурсами, на период строительства и эксплуатации, выполняется по существующим железнодорожным подъездным путям и по существующим автомобильным дорогам и проездам.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237

(глава 13, пункт 3) [12.2], Аркалыкская ТЭЦ относится к объектам второго класса опасности с размером санитарно-защитной зоны 500м.

2.2 Краткое описание рельефа площадки строительства

Рельеф местности расположения ТЭЦ — равнинный. Средние отметки земли в пределах 345-348 м.

Среднегодовая роза ветров представлена преимущественно юго-западным направлением — 22%, северо-западным — 14%, северо-восточным — 10%.

По данным карт сейсмического районирования и микрорайонирования Республики Казахстан (СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования» [12.3], приложение 2-3) город Аркалык в список населенных пунктов, расположенных в сейсмичных районах, не входит.

2.3 Генеральный план

ТЭЦ города Аркалык представляет собой промышленную площадку площадью территории 18,53 га, на которой расположены множество зданий и сооружения, в том числе и:

- здание главного корпуса с габаритами 42х42, с основным оборудованием - тремя паровыми котлами марки БМ-35-39 ст. №1-3 и двумя водогрейными — 2 шт. марки ПТВМ-30 ст. №1, 2 и турбинами паровыми - Р-4-35/3 КТЗ ст. №1, эл. мощностью – 4 МВт и Р-2,5-35/6 КТЗ ст. №2 эл. мощностью – 2,5 МВт (в нерабочем состоянии);

Рабочим проектом, в существующем главном корпусе, предусматривается замена турбоагрегата Р-2,5-35/6 КТЗ ст. №2 противодавленческого типа вместе с генератором Т2-2,5-2 ЛТГЗ, отработавшую свой парковый ресурс, на новую турбину аналогичной мощности 2,5 МВт типа SST-060 компании «Сименс» с генератором с воздушным охлаждением и вспомогательным оборудованием.

В соответствии с заданием на проектирование в объем проектных работ не входит изменение существующих решений по генеральному плану предприятия.

Ситуационная схема расположения промплощадки №1 - ТЭЦ города Аркалык представлена на чертеже №748-17-1-ТМ2.

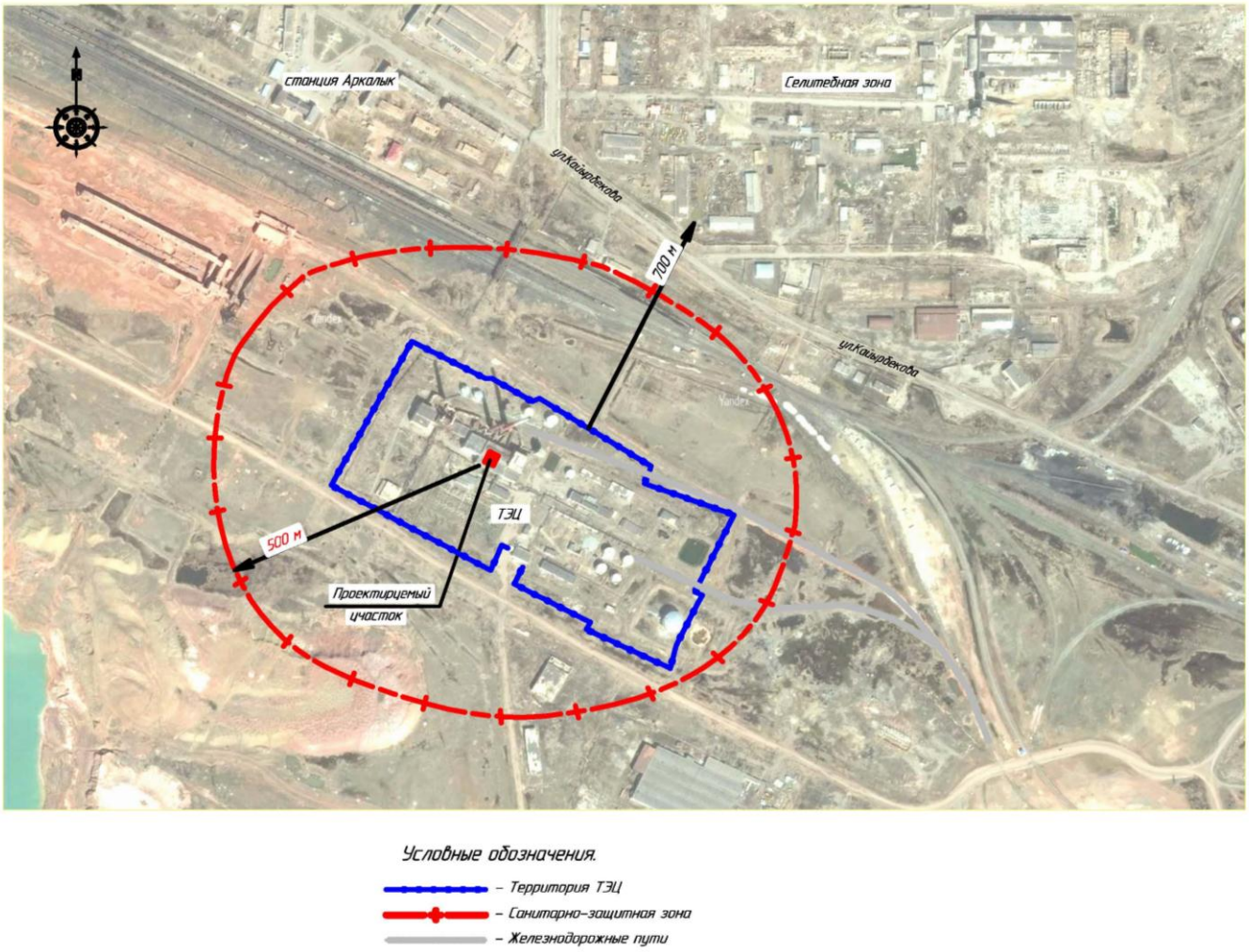

Рис. 1 Ситуационная схема расположения промплощадки Аркалыкской ТЭЦ

Раздел 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

3.1 Исходные данные и положения

3.1.1 Общие данные

Рабочим проектом предусмотрена реконструкция Аркалыкской ТЭЦ в части замены турбоагрегата ст. №2 мощностью 2,5 МВт в г. Аркалык Костанайской области.

На основании задания на проектирование, утверждённого и. о. руководителя ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта, автомобильных дорог, строительства и жилищной инспекции акимата города Аркалыка» Тулегеновым М.З., для повышения надёжности и эффективности выработки электроэнергии и теплоснабжения города принят к установке, по согласованию с Заказчиком, турбоагрегат типа SST-60 компании «Siemens», Германия, г. Франкенталь электрической мощность 2,5 МВт поставки официального дилера данной компании на территории РК – ТОО «Азияэнергопроектмонтаж», г. Алматы.

3.1.2 Краткая характеристика существующего состояния ТЭЦ г. Аркалык

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) г. Аракалык входит в состав ГКП «Аракалыкская теплоэнергетическая компания (ТЭК)».

ГКП «Аркалыкская ТЭК» расположена по адресу: г. Аракалык, ул. Каирбекова, 25. Основным видом деятельности предприятия является производство и передача электрической энергии и теплоносителя до потребителя, обеспечение водой, канализацией, теплом населения города и предприятий. Данная организация является единственным энергогенерирующим предприятием в Аркалыкском районе.

Предприятие представлено тремя промплощаками, расположенными в г. Аркалык: промплощадка №1 – ТЭЦ, расположенная в промзоне за ж/д путями ст. Аркалык; промплощадка №2 – АЗС, расположенная по адресу г. Аракалык, ул. Каирбекова, 25, на территории бывшего автобусного парка; промплощадка №3 – хлораторная, расположенная по ул. Горбачева.

Расстояние от промплощадок предприятия до ближайшего жилого массива (селитебной зоны):

от промплощадки №1 – 700 м;

от промплощадки №2 – 100 м;

от промплощадки №3 – 100 м.

Протяженность тепловых сетей всего – 34,7 км, в том числе магистральных – 11,3 км, распределительных – 23,4 км. Численность населения г. Аркалык – 29700 человек, в том числе подключенных к центральному теплоснабжению 18133 человек.

Промплощадка №1 – ТЭЦ.

ТЭЦ снабжает теплом ряд промышленных предприятий города и население.

Состав основного оборудования Аркалыкской ТЭЦ:

Котлы энергетические паровые:

- БМ-35-39Р БелКЗ ст. №1,2,3, D=35 т/ч, P=39 кгс/см2, T=450ºС – 3 шт;

Котлы энергетические водогрейные:

- ПТВМ-30 Дорогобуж. КЗ ст. №1,2, Q=30 Гкал/ч – 2 шт.;

Турбины паровые противодавленческие:

- Р-4-35/3 КТЗ ст. №1, эл. мощностью – 4 МВт;

-Р-2,5-35/6 КТЗ ст. №2 эл. мощностью – 2,5 МВт (в нерабочем состоянии).

Основным и резервным топливом на ТЭЦ является мазут топочный марки М-100. Годовой расход топлива на ТЭЦ составляет 25 тыс. тонн.

Установленная тепловая мощность существующей ТЭЦ (по котлам) – 132 Гкал/ч.

Установленная электрическая мощность существующей ТЭЦ – 6,5 МВт.

Располагаемая тепловая мощность существующей ТЭЦ – 100 Гкал/ч.

Располагаемая электрическая мощность существующей ТЭЦ – 4 МВт.

Температурный график теплосети:

Фактический утвержденный – 90/65°С.

Расход сетевой воды – 2700 т/ч.

Система горячего водоснабжения – закрытая.

Наработка основного оборудования Аркалыкской ТЭЦ
(по состоянию на 01.01.2017 г.)

Таблица 3.1.1

№ п/п	Оборудование	Дата изготовления	Ввод в эксплуатацию	Наработка, час		
				01.01.16г.	2016 г.	01.01.17г.
1	Т/а АР-4-35/3 ст. №1 (КТЗ)	1959	1963	291 961	3 725	295 686
2	Т/а АР-2,5-35/6 ст.№2 (КТЗ)	1962	1963	276 431	-	276 431
3	Паровой котел БМ 35/39 ст.№1 (БКЗ)	1961	1963	277 114	4 151	281 265
4	Паровой котел БМ 35/39 ст.№2 (БКЗ)	1961	1963	269 852	3 995	273 847
5	Паровой котел БМ 35/39 ст.№3 (БКЗ)	1961	1964	265 800	1 117	266 917
6	Водогрейный котел ПТВМ-30 ст. №1 (ДКЗ)	1971	1972	55 948	1 761	57 709
7	Водогрейный котел ПТВМ-30 ст. №2 (ДКЗ)	1972	1972	50 972	1 133	52 105

На данный момент износ основного оборудования станции составляет более 50%, что увеличивает количество отказов и приводит к возникновению частых аварийных ситуаций.

Основным топливом является мазут М-100, который сжигается в топках паровых и водогрейных котлов при помощи механических форсунок.

На ТЭЦ имеется мазутной хозяйство, где расположены 7 мазутных емкостей, в том числе 2 железобетонных подземных бака полезной емкостью 2000 м3 и 1700 м3, 4 надземных бака полезной емкостью 2000 м3 и один надземный бак емкостью 6000 м3.

Тепловая схема ТЭЦ принципиально выполнена следующим образом: техническая вода подается с отработанных карьеров Северного и Токтыгадского рудников на водоподготовительную установку, затем на пароводяные подогреватели сырой воды, после чего происходит разделение на 2 потока. Один поток направляется на 2-х ступенчатые Na – катионитовые фильтры и в машзал через сборные баки, на деаэраторы и на паровые котлы. Другой поток напрвляется на вакуумные деаэраторы, после чего на аккумуляторные баки. Далее подпиточными насосами вода подается в обратный трубопровод на подпитку теплосети.

Из обратного трубопровода вода подается на всас сетевых насосов, на водогрейные котлы, бойлерную установку, в прямой трубопровод к потребителям.

Пар с паровых котлов подается на турбины №1,2 и на РОУ. С отбора турбин пар подается на бойлера и подогреватели ВПУ, мазутное хозяйство.

Промплощадка №2 – АЗС (авто-заправочная станция).

В течение года через АЗС проходит 110 тонн бензина и 125 тонн дизтоплива. АЗС имеет 3 наземных резервуара: 2 под бензин – емкостью 7,5 м3 и 1 под дизтопливо – 21 м3. Резервуары оборудованы сливными и отпускными устройствами. Раздача топлива потребителям происходит осуществляется через ТРК.

Промплощадка №3 – Хлораторная.

В хлораторной происходит обеззараживание воды хлором. Хлор в жидком состоянии хранится в герметически закрытых емкостях.

3.2 Основные решения по технологии производства

Для покрытия заданных тепловых нагрузок, повышения надежности и эффективности выработки электроэнергии и теплоснабжения города Аркалык принят к установке турбоагрегат типа SST-60 компании «Siemens», Германия, г. Франкенталь электрической мощность 2,5 МВт поставки официального дилера данной компании на территории РК - ТОО «Азияэнергопроектмонтаж», г. Алматы.

Установленная электрическая мощность, с вновь устанавливаемым оборудованием, существующей ТЭЦ составит – 6,5 МВт, располагаемая – 6,5 МВт. Паровой мощности существующих котлов будет достаточно для загрузки двух турбин на номинальную их мощность при всех температурных режимах работы ТЭЦ.

Основные технические решения по тепломеханической части:

1) Предусматривается замена турбоагрегата Р-2,5-35/6 КТЗ ст. №2 противодавленческого типа вместе с генератором Т2-2,5-2 ЛТГЗ, отработавшую свой парковый ресурс, на новую турбину аналогичного типа и мощности 2,5 МВт с генератором с воздушным охлаждением и вспомогательным оборудованием;

2) На основании предоставленных технико-коммерческих предложений 3-х заводов-изготовителей турбоагрегатов – ОАО «Калужский турбинный завод» РФ, г.Калуга, ТОО «Сименс» РК, г. Алматы (официальный дистребьютер компании «Siemens-AG», Германия), ТОО «Азияэнергопроектмонтаж» РК, г. Алматы (официальный дистребьютер компании «Siemens», Германия, г. Франкенталь), предусматривается установка новой противодавленческой паровой турбины производства компании «Siemens», Германия, г.Франкенталь типа SST-060 мощностью 2,5 МВт (официальный дистребьютер ТОО «Азияэнергопроект-монтаж»), в комплекте со вспомогательным оборудованием и генератором с воздушным охлаждением на месте демонтируемой паровой турбины АР-2,5-6 ст. №2 в турбинном отделении существующего главного корпусах в осях «2-5», рядах «А-Б» с оперативной отметкой обслуживания +5,000, с максимальным использованием строительных конструкций существующего фундамента паровой турбины ст. №2;

3) Предусматривается обвязка вновь устанавливаемой паровой турбины типа SST-060 «Siemens» ст. №2 по следующим трактам:

- паропровод острого пара на турбину (с установкой расходомерного устройства);
- паропровод отработанного пара на выходе из турбины (противодавление);
- выхлопной трубопровод от предохранительного клапана паропровода отработанного пара;
- вспомогательным трубопроводам турбины.

4) Границами проектирования при замене паровой турбины ст. №2 принимается:

1) по паропроводу острого пара

- от главного паропровода Ду 200 мм на отм. +5,350 м в осях «2-3», в районе ряда «В» до входного патрубка стопорного клапана паровой турбины ст. №2;

2) по паропроводу отбработанного пара (противодавлению)

- от выходного патрубка паровой турбины ст. №2 до общестанционного коллектора пара 6 ата Ду350 на отм. +3,400 в осях «4-5»;

3) по выхлопному трубопроводу от предохранительного клапана

- от выходного фланца предохранительного клапана отработанного пара (противодавления) до существующего выхлопного трубопровода Ду200 на отм. +4,500 в осях «3-4», рядах «А-Б»;

4) по охлаждающей воде

- от существующего трубопровода технической воды Ду125 на отм. -0,300 в осях «3-4» до присоединительного патрубка маслоохладителя;

5) Предусматривается демонтаж существующего заменяемого технологического оборудования (паровая турбина АР-2,5-6 ст. №2, генератор, трубопроводы, арматура обвязки турбины и т.д.) в ячейке турбины;

Режим работы существующей ТЭЦ - круглосуточный по тепловому графику 90/65°С. Схема тепловых сетей – двухтрубная, с подачей тепла для нужд отопления и ГВС. Система теплоснабжения – закрытая.

3.3 Состав основного и вспомогательного оборудования основное оборудование

Выбор тепломеханического основного и вспомогательного оборудования выполнен на основании задания на проектирования, протокола технического совещания и представленного технико-коммерческого предложения завода-изготовителя турбоагрегата компании «Siemens», Германия, г. Франкенталь (официальный дистрибьютор ТОО «Азияэнергопроектмонтаж», РК, г. Алматы).

В рабочем проекте устанавливается паровая турбина типа SST-060 производства фирмы «Siemens» с параметрами пара – расход 29,8-30,14 т/ч, давление 3,5 МПа, температура 440°С номинальной мощностью генератора 2,5 МВт для

Характеристика паровой противодавленческой турбины типа SST-060 компании “SIEMENS” см. таблицу 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование	1	2	3	4
Турбина SST-060				
Давление на входе	3,5 МПа	3,5 МПа	3,5 МПа	3,5 МПа
Температура, на входе	440 °С	440 °С	440 °С	440 °С
Давление на выходе	0,6 МПа	0,3 МПа	0,4 МПа	0,5 МПа
Температура, на выходе	271 °С	224 °С	240 °С	255 °С
Энтальпия	3,003 кДж/кг	2,914 кДж/кг	2,943 кДж/кг	2,973 кДж/кг
Скорость вращения	14 850 об/мин	14 850 об/мин	14 850 об/мин	14 850 об/мин
Расход пара	29,8 т/ч	30,14 т/ч	30,14 т/ч	30,14 т/ч
Общие характеристики				
Выходная скорость	1,500 об/мин	1,500 об/мин	1,500 об/мин	1,500 об/мин
Мощность на валу	2626 кВт	3402 кВт	3161 кВт	2912 кВт
Мощность на клеммах	2562 кВт	3285 кВт	3050 кВт	2795 кВт

Устройство и принцип работы турбины SST-060

Турбина данного типа содержит в себе корпуса, присоединенные к встроенному редуктору.

Ротор турбины изготовлены с рабочим колесом индивидуального исполнения, установленный на валу при помощи торцевого шлицевого соединения типа «Hirth» и закреплен на них при помощи профилированных стяжных болтов.

Корпус турбины опирается на корпус подшипника через центрирующее кольцо, которое обеспечивает свободное радиальное расширение под действием температуры. Наличие вертикального разъема делает возможным легкий доступ к рабочему колесу турбины.

Корпус турбины термически изолирован посредством минеральной ваты с листовым металлическим покрытием (оцинкованным).

Колесо турбины (CFR) консольного исполнения для уменьшения утечек пара и времени запуска. Установлен регулирующий клапан с резервной возможностью отключения турбины.

Турбина SST-060 имеет встроенный редуктор собственного производства, сделанный для работы на разных уровнях нагрузки. На турбине установлены подшипники скольжения для увеличения эффективности генератора. Имеется отшлифованная зубчатая передача для низкого уровня вибрации и шума.

Система маслоснабжения

Сименс поставляет комплектную систему смазки и подачи масла в систему регулирования. Разработанная в соответствии со стандартами Сименс система маслоснабжения встроена в фундаментную раму турбины и включает в себя следующее:

- маслобак, изготовленный из углеродистой стали;
- стойка с указателями давления и температуры, перепускными клапанами и т.д.;
- указатель уровня масла (смотровое стекло);
- одиночный маслоохладитель для пресной охлаждающей воды;
- сдвоенный масляный фильтр с переключающим клапаном и визуальным индикатором загрязнения;
- напорные и сливные маслопроводы из углеродистой стали;
- главный масляный насос с приводом от вала редуктора;
- пусковой масляный насос.

Турбина комплектуется электронным регулятором (SIEMENS SC900), поддерживающим постоянную скорость вращения приводимого оборудования. Турбина дополнительно оборудована электронным регулятором давления, который предназначен для поддержания постоянного свежего пара отбора при ее работе в параллель с электрической сетью.

Турбина укомплектована автоматическими регулирующими клапанами для соплового парораспределения с целью обеспечения более высокого КПД на неполной нагрузке. Это дает возможность более эффективно использовать турбину в более широком диапазоне нагрузок.

Кроме того, турбины комплектуется местной панелью управления оператора для удобного контроля за основными функциями турбины. Турбина укомплектована высокоэффективным синхронным генератором, настроенным на работу в нужном диапазоне мощности. Гибкая соединительная муфта между редуктором и генератором обеспечивает плавную передачу крутящего момента и изменений скорости.

Эксплуатационные режимы SST-060

Давление на входе – 3,5 МПа.
Температура на входе – 440°С.
Давление на выходе – 0,6 МПа.
Температура на выходе – 271°С.
Энтальпия – 3,003 кДж/кг.
Скорость вращения турбины/генератора – 14,850/1500 об/мин.
Расход пара – 29,8 т/ч.

Граничные параметры для отключения

Давление на входе в отборе – мин 2,88 МПа, мах 3,52 МПа.
Температура на входе – мин 395°С, мах 455°С.
Давление на выходе в отборе – мин 0,2 МПа, мах 0,7 МПа.