«Астана қаласында ішкі станциялық газ таратуды орналастыра отырып, табиғи газ бен көмірді бірге жағу үшін 2-ЖЭО №№1÷6 ст. КВ-Т-139,6-150 су жылыту қазандықтарын реконструкциялау»
жұмыс жобасы бойынша
24.10.2019 ж. № 01-0428/19
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Астана-Энергия» АҚ,
Нұр-Сұлтан қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«ПСК Градцентр» ЖШС,
Алматы қаласы

Нұр-Сұлтан қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Астана қаласында ішкі станциялық газ таратуды орналастыра отырып, табиғи газ бен көмірді бірге жағу үшін 2-ЖЭО №№1÷6 ст. КВ-Т-139,6-150 су жылыту қазандықтарын реконструкциялау» жұмыс жобасы бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0428/19 от 24.10.2019 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Реконструкция водогрейных котлов КВТ-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Астана-Энергия»,
г. Нур-Султан

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «ПСК Градцентр»,
г. Алматы

г. Нур-Султан

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана»** выдано РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 15 августа 2019 года № 01-1404.

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Астана-Энергия», г. Нур-Султан.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «ПСК Градцентр», г. Алматы (государственная лицензия № 14006378, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан от 5 мая 2014 года, генеральная, I категория).

ГИП – Бондаренко А.С.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «Астана-Энергия» (письмо от 8 августа 2019 года № 21-12/9847).

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на разработку ПСД рабочего проекта «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст. №№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане», утвержденное заказчиком от 16 мая 2019 года;

дополнительные задания на проектирование, утвержденные заказчиком от 6 августа 2019 года и от 2 октября 2019 года;

техническое задание на разработку Автоматизированной системы управления технологическими процессами водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст. №№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством общестанционного газораспределения, согласованное заказчиком от 24 мая 2019 года, шифр 72/18-8-2-Э/АСУТП.ТЗ;

перечень мероприятий инвестиционной программы АО «Астана-Энергия» на 2019 год, утвержденный приказом от 23 января 2019 года № 54;

региональная схема газоснабжения г. Астаны на период до 2020 года, одобренная протоколом совещания под председательством Ответственного секретаря Министерства нефти и газа РК по рассмотрению региональных схем газификации Республики Казахстан от 23 июля 2013 года;

проект «Строительства магистрального газопровода «Сары-Арка» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 28 августа 2018 года № 01-0334);

рабочий проект «Газификация г. Астаны. I очередь строительства 1, 2 пусковые комплексы) – заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19;

протокол технического совещания АО «Астана-Энергия» касательно объемов работ по легкосбрасываемым ограждающим конструкциям котельного зала ТЭЦ-1 и ВКЦ ТЭЦ-2 от 24 сентября 2019 года;

письмо АО «Астана-Энергия» с приложениями расчетных расходов газового топлива и режимной картой отопительно-зимнего периода (ОЗП) 2018-2019 гг.ТЭУ-1 и ТЭЦ-2 от 21 сентября 2018 года № 3885-21-12;

письмо АО «Астана-Энергия» от 31 мая 2019 года № 21-12/1784 о сжигании на ТЭЦ-2 резервного топлива – каменного угля при пиковых нагрузках и недостаточном объеме природного газа;

письмо АО «Астана-Энергия» от 8 августа 2019 года № 21-12/9847 о финансировании за счет собственных средств согласно Инвестиционной программе общества, расстоянии перевозки строительного мусора и отходов с площадки строительства на полигон ТБО 5300 м начале строительства в 2020 году;

письмо АО «Астана-Энергия» от 11 марта 2019 года № 21-12/637 об отсутствии предписания органов государственного архитектурно-строительного контроля и надзора в части предоставления акта технического обследования здания ВКЦ ТЭЦ-2 и нахождении здания в эксплуатации с 2016 года;

письмо АО «Астана-Энергия» от 2 октября 2019 года № 21-12/3284 об учете в сметной документации затрат заказчика на управление проектом помимо затрат на технический и авторский надзор.

Технические условия:

АО «КазТрансГаз Аймак» от 4 сентября 2018 года № 06-17-1052 о производительности АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана» и давлениях на выходе из АГРС;

АО «АстанаГаз КМГ» от 25 декабря 2018 года № 04-16/16186 на присоединение распределительного газопровода к АГРС Астана-1 магистрального газопровода «МГ «Сары-Арка» для газоснабжения потребителей г. Астана и районов Акмолинской области;

АО «Астана-Энергия» от 23 сентября 2019 года № 21-12/1504 на подключение к существующему коллектору сжатого воздуха ТЭЦ-1 Ду150 мм давлением 0,3-0,8 МПа и ТЭЦ-2 Ду200 мм давлением 0,6-0,8 МПа;

АО «Астана-Энергия» (по электроснабжению) на подключение дополнительно устанавливаемого оборудования от 23 сентября 2019 года;

АО «Астана-Энергия» (по теплоснабжению) на подключение дополнительно устанавливаемого оборудования от 17 сентября 2019 года.

5.2 Согласования заинтересованных организаций:

АО «Астана-Энергия» о согласовании принятых технических решений проектно-сметной документации ТЭЦ-2 переустройства для совместного сжигания природного газа и угля/ мазута с обустройством внутристанционного газораспределения от 2 октября 2019 года № 21-12/3285;

РГУ «Департамент экологии по городу Астана Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» – заключение государственной экологической экспертизы о согласовании РП «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст. №№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане» от 30 мая 2019 года № Z1-0008/18;

ТОО «Алтын Сапа» - экспертное заключение промышленной безопасности рабочего проекта: «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст. №№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане», регистрационный № 075/03-19ГХ, Алматы 2019 года;

ГУ «Управление контроля и качества городской среды города Нур-Султан» - об отсутствии замечаний и предложений по проектам «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» и «Реконструкция водогрейных

котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» в г. Астане от 17 мая 2019 года № 505-14-09/1485;

РГУ «Департамент государственного санитарно-эпидемиологического надзора города Астаны» КГСЭН МЗ РК- заключение от 11 июня 2014 года № 08/674 на «Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия»;

ТОО «КАТЭК» о согласовании точек подключения к проектным газопроводам газораспределительных сетей ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 – письмо от 25 апреля 2019 года № 190.

АО «Астана-Энергия» о согласовании разделов АСУ ТП и Электротехнической части проектно-сметной документации реконструкции ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля/ мазута с обустройством внутристанционного газораспределения от 23 мая 2019 года № 21-12/1626;

ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» о согласовании рабочего проекта реконструкции ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля/ мазута с обустройством внутристанционного газораспределения от 6 мая 2019 года № 4218/158;

ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» о соответствии котлов ст. №№ 1-10 ТЭЦ-1 и ст.№№ 1-6 ТЭЦ-2 норм расчета на прочность РД 10-249-98 и СП РК 4.02-1058-2013 на давление 5 кПа, что позволяет не устанавливать взрывные и предохранительные клапана от 17 мая 2019 года № 4218/168;

ООО «КЭР-Автоматика» о согласовании рабочего проекта «Реконструкция водогрейных котлов ст. №№1÷6 ТЭЦ-2» от 7 мая 2019 года № 1319;

АО «Астана-Энергия» согласованы планы:

раздел ОВ - 72/18-8-2-А-3/ОВ лист 3;

раздел ТС - 72/18-8-2-А-3/ТС лист 5;

раздел ЭС - 72/18-8-2-А-3/ЭС лист 30.

5.3 Перечень представленных на рассмотрение материалов проекта

Том 1. 72/18-8-2 А-Э/ПП. Паспорт проекта.

Том 2. 72/18-8-2 А-Э/ОПЗ. Общая пояснительная записка.

Чертежи основных комплектов:

Том 3. 72/18-8-2 А-Э/ГП Генеральный план.

Том 4. 72/18-8-2 А-Э/ГСН. Наружные сети газоснабжения (ГСН).

Том 5. 72/18-8-2 А-Э/ГСН-КМ. Наружные сети газоснабжения. Конструкции металлические (ГСН-КМ).

Том 6. 72/18-8-2 А-Э/ТС. Тепловые сети (ТС).

Том 7. 72/18-8-2 А-Э/ТС.АС. Тепловые сети. Опорные конструкции. Архитектурно-строительные решения.

Том 8. 72/18-8-2 А-Э/ТС.КМ. Тепловые сети. Опорные конструкции. Конструкции металлические.

Том 9. 72/18-8-2 А-Э/ТС.КЖ. Тепловые сети. Опорные конструкции. Конструкции железобетонные.

Том 10. 72/18-8-2 А-Э/ГСВ. Внутренние сети газоснабжения (ГСВ).

Том 11. 72/18-8-2 А-Э/КЖ. Конструкции железобетонные (КЖ).

Том 12. 72/18-8-2 А-Э/КМ. Конструкции металлические (КМ).

Том 13. 72/18-8-2 А-Э/АСУТП. Автоматическая система управления технологическими процессами.

Том 14. 72/18-8-2 А-Э/АГСН. Автоматическая система управления технологическими процессами. Наружное газоснабжение.

Том 15. 72/18-8-2 А-Э/ЭС. Электротехнические решения.

Том 16. 72/18-8-2 А-Э/ОВ. Отопление и вентиляция.

Том 17. 72/18-8-2 А-Э/ТХ.НС. Технологические решения. Насосная станция этиленгликоля.

Том 18. 72/18-8-2 А-Э/ОВ.НС. Отопление и вентиляция. Насосная станция этиленгликоля.

Том 19. 72/18-8-2 А-Э/ПОС. Проект организации строительства (ПОС).

Том 20. 72/18-8-2 А-Э/ОВОС. Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС).

Том 21. 72/18-8-2 А-ЭСД. Сметная документация.

Том 22. 72/18-8-2 А-Э/КП. Книга прайс-листов.

Том 14. 72/18-8-2 А-Э/ПБ. Промышленная безопасность.

Топографическая съемка М1:500, выполненная ТОО «Колдау» от 2 мая 2019 года.

Отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «Нүр-Күрылыс-80», г. Астана в 2018 году, арх. № НК/22-72/18-8-2.

Перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, утвержденный заказчиком от 22 октября 2019 года. Протокол рабочего заседания АО «Астана-Энергия» от 3 мая 2019 года.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Целью реконструкции водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст. №№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане является перевод водогрейной котельной существующего теплоэнергоисточника ТЭЦ-2 на основной вид топлива - природный газ для улучшения экологических условий жизни населения города Нур-Султан и снижения уровня техногенного воздействия на окружающую среду.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Площадка существующей ТЭЦ-2 расположена на территории Северного промышленного района города и окружена действующими промышленными предприятиями и складами.

Рис.1. Ситуационная схема

Природно-климатические условия участка строительства:

климатический подрайон	- I В;
скоростной напор ветра	- 38 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 31,2° С;
нормативный вес снегового покрова	- 100 кгс/м^2;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 2,1 м;
максимальная глубина проникновения «0°» в грунт	- 3,04 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Инженерно-геологические изыскания на площадке выполнены в объеме 9 скважин глубиной 15,0 м.

Согласно отчету по инженерно-геологическим изысканиям, выполненным в 2018 году ТОО «Нұр-Құрылыс-80», г. Алматы (б/н), площадка строительства сложена следующим напластованием грунта:

насыпной грунт имеет рыхлое сложение и неоднородный состав (строительный мусор с обломки бетона и кирпича, угля и золошлаков), залегает выше подошвы фундаментов

ρ=1,45-1,60 г/см^3 - 0,1 – 1,8 м;

суглинок от твёрдой до тугопластичной консистенции с частыми прослойками песков различной крупности

c=19 кПа, φ=19º, E=13,0 МПа, ρ=1,95 г/см^3 - 0,4-2,9 м;

песок крупный средней плотности

c=1 кПа, φ=39º, E=35,0 МПа, ρ=1,80 г/см^3 - 0-1,1 м;

глина от твёрдой до тугопластичной консистенции со стяжениями гипса, гидроокислов железа и марганца по трещинам

c=46 кПа, φ=15º, E=17,0 МПа, ρ=2,01 г/см^3 - 5,2-11,5 м;

песок средней крупности, плотный

c=2 кПа, φ=39º, E=45,0 МПа, ρ=1,82 г/см^3 - 0-2,0 м;

суглинок твёрдый с частыми включениями дресвы и щебня в подошве слоя

c=56 кПа, φ=22º, E=21,0 МПа, ρ=2,02 г/см^3 - 6,8 м.

На площадках дымовых труб скважинами глубиной 20,0 м вскрыт скальный грунт – аргиллиты и песчаники («рухляки»), разбитые системой трещин до состояния разборной скалы, малопрочные с «карманами» дресвы и щебня

R_0=600 кПа, R_c=30,0 МПа - 4,6 м.

Промплощадка спланирована и имеет твёрдое покрытие с отметками 356,85-357,70 м. Площадка повсеместно покрыта техногенными насыпными грунтами, образованными при строительстве.

Глубина залегания грунтовых вод от поверхности земли составляет 0,5-2,3 м, абсолютные отметки – 355,00-356,70 м, расчётный рекомендуемый уровень грунтовых вод с учётом подъёма в весенний период составляет 356,80 м.

Подземные воды по отношению к бетону марки по водонепроницаемости W4 на портландцементе обладают сильной сульфатной агрессией.

По отношению к стальным конструкциям грунтовые воды корродирующие. Коррозионная активность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля – низкая, к алюминиевой оболочке кабеля - высокая.

Грунты не засолены.

Грунты по отношению к бетонам марки по водонепроницаемости W4 на портландцементах обладают сильной сульфатной агрессией, по отношению к арматуре железобетонных конструкций – среднеагрессивные.

Степень коррозионной агрессивности грунтов по отношению к углеродистой стали – высокая, к алюминиевой оболочке кабеля - высокая, к свинцовой оболочке кабеля – средняя.

6.2 Проектные решения

Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст. №№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане согласно задания на проектирование предусмотрена двумя пусковыми комплексами со следующими объемами работ:

I пусковой комплекс (2020 год):

наружные сети газоснабжения;

внутренние сети газоснабжения водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1- 6;

реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1,3,5;

АСУ ТП водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1,3,5;

система вентиляции.

II пусковой комплекс (2021 год):

АСУ ТП водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 2,4,6;

реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 2,4,6.

Источники газоснабжения г. Астаны – автоматические газораспределительные станции АГРС-1 «Астана» и АГРС-2 «Астана» магистрального газопровода «Сары-Арка» от которых предусмотрены газопроводы подключения.

Основные характеристики источников газоснабжения

Таблица 1

Наименование источника	Максимальная производительность, тыс. м^3/ч	Кол-во выходов, шт.	Давление на выходе, МПа	Диаметр выходного коллектора, мм	Температура газа на выходе, ^{0}С	Примечание
АГРС-1 «Астана»	205÷230	1	1,2	530	t_{max}=+10^{0}С, t_{min}=+0^{0}С	проектируемый МГ «Сары-Арка» DN820 мм, PN9,81 МПа
АГРС-2 «Астана»	205÷230	1	1,2	530	t_{max}=+10^{0}С, t_{min}=+0^{0}С	

Газ от АГРС-1 и АГРС-2 «Астана» с заданными параметрами подается в газораспределительные сети города.

Подача природного газа для обеспечения внутренних потребностей города Астаны регулируется группой компаний АО «КазТрансГаз», дочерней организацией АО НК «КазМунайГаз», входящей в холдинг АО «Самрук-Казына».

Подаваемый поставщиком природный газ должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87.

Для понижения давления с высокого до среднего и низкого в 1 и 2 пусковых комплексах 1 очереди строительства предусмотрены газораспределительные пункты: ГРП-ТЭЦ-1, ГРП-ТЭЦ-2, ГРП-ТЭЦ-3.

Проектируемый газопровод от АГРС-2 «Астана» проходит к площадке размещения газораспределительного пункта ГРП-ТЭЦ-2 с отводом на ТЭЦ-2.

Площадка пункта редуцирования газа ГРП-ТЭЦ-2 общим размером 20,5х16,0 м расположена в северо-восточной части территории города Астана, за территорией ТЭЦ-2.

6.2.1 Генеральный план

Площадка существующей ТЭЦ-2 застроена, имеет надземные и подземные коммуникации.

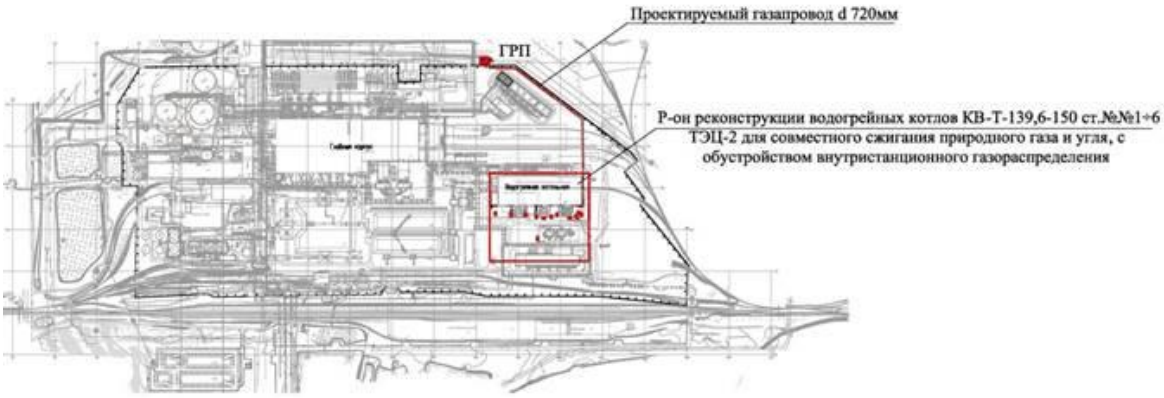

Рисунок-2. Ситуационная схема площадки ТЭЦ-2

В настоящее время площадка застроена зданиями, сооружениями и инженерными коммуникациями, благоустроена и озеленена, ограждена железобетонной оградой.

Данным проектом предусмотрено новое строительство:

прокладка газопровода;

блочный тепловой пункт;

вентиляторные установки – 11 шт.;

прокладка тепловых сетей Т1, Т2.

Блочный тепловой пункт устанавливается с западной стороны подпорной стенки аккумуляторных баков на свободной территории.

Вентиляторные установки - 11 шт. размещены вдоль ряда -Д котельной, в районе дымовых труб.

Для обслуживания вентиляторных установок и блочному тепловому пункту предусмотрены подъезды с примыканием к существующим дорогам.

Вертикальная планировка и внутриплощадочные автодороги, выполненные ранее не изменяются.

6.2.2 Технологические решения

Согласно проектам 1 и 2 пускового комплексом 1 очереди газификации города Астаны (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19), объем потребления газа ТЭЦ-2 определен в размере 72 000 н м^3/час.

Диаметры наружного, распределительного общестанционного и подводящих к водогрейным котлам ст. №1-6 газопроводов определены из расчета потребления газа в объеме 72 000 н м^3/час с учетом проектных решений 1 и 2 пусковых комплексов 1 очереди газификации города Астаны (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года) № 01-0028/19.

При пиковых нагрузках и недостаточном объеме природного газа предусмотрено сжигание резервного топлива – каменного угля согласно письму АО «Астана-Энергия» от 31 мая 2019 года № 21-12/1784.

Существующие системы пылеприготовления угля для сжигания, золоулавливания и шлакозолоудаления ТЭЦ-2 остаются без изменения.

По данным ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» при переводе на сжигание природного газа максимальные объемы воздуха на горение и дымовых газов остаются без изменений. Существующие дутьевые вентиляторы котлов не подлежат замене.

На водогрейных котлах ТЭЦ-2, основным топливом которых в настоящее время является уголь, при введении дополнительного основного топлива природного газа с сохранением твердого топлива в качестве резервного предусмотрена замена топочно-горелочных устройств на новые производства ОАО «Сибэнергомаш-БКЗ».

Каждый котел оборудуется четырьмя прямоточными вертикально-щелевыми горелками, установленными на боковых стенках топки. Каждая горелка с чередующейся подачей пылевоздушной смеси и вторичного воздуха состоит из воздушного короба и встроенных в него каналов аэросмеси. Для равномерного распределения потока воздуха по высоте выходного сечения горелки воздушный короб имеет направляющие перегородки.

Из коллектора газ подается в горелку с помощью газораздающих труб малого диаметра с раздающими насадками. По оси горелочного устройства встроена труба для установки мазутной форсунки. Все горелки оборудованы запально-сигнализирующими устройствами пневматическими инжекционными типа ЗСУ-ПИ-45 с датчиком ФДСА, предназначенными для обеспечения дистанционного розжига запальника и факела горелки. Топливом для ЗСУ-ПИ может служит природный газ.

Каждая пылегазовая горелка предназначена для раздельного сжигания угольной пыли и природного газа. Также допускается сжигать в одной горелке совместно с угольной пылью не более 30% природного газа.

Для проведения растопки котлов, а также для работы котлов на мазуте, каждая пылегазовая горелка оборудована пароаккустической форсункой типа «Факел». Для взрывобезопасности растопка котла на жидком топливе или газе может начинаться с розжига любой горелки и выполняться в последовательности, указанной в инструкции по эксплуатации котельной установки.

Предусмотрена возможность работы котла на любом виде топлива (твердом, жидком, газообразном) а также одновременная работа на разных видах топлива.

На всех котлах при переводе на основное топливо - природный газ устанавливается дымосос с трактом рециркуляции дымовых газов типа ДН-12,5БК.

Дымосос рециркуляции предусмотрен для снижения концентрации оксидов азота (NOx) в отходящих дымовых газах котла путем рециркуляции части дымовых газов, забираемых за котлом и подачи в воздушный тракт перед горелками и устанавливается наружно за пределами главного корпуса ТЭЦ.

Для каждого котла предусмотрен отдельный дымосос рециркуляции, всего устанавливается 6 дымососов.

Учет расхода газа каждым котлом предусмотрен камерной диафрагмой типа АМАКС-ДКС. Для повышения точности учета расхода газа и сокращения длины прямого участка до диафрагмы, перед прибором учета установлено устройство подготовки потока «Zanker» типа АМАКС-УПП.

На общем газопроводе снаружи здания установлен отключающий шаровый кран Dy700 мм типа 10с971р с электроприводом. На отводе от общего газопровода к котлу установлены два отключающих устройства - задвижки 30с941нж Ду400, Ру1,6 МПа, класс герметичности «В», одно из которых является ремонтным, а также заглушка поворотной типа АМАКС-УПЗ-400-1,6. На газопроводе к котлу после измерительной диафрагмы установлен быстродействующий отсечной клапан ПЗК типа АМАКС-6728-400 герметичности «А» с электромагнитным приводом.

Для снижения давления газа в газопроводе к котлу после ПЗК установлена заслонка дроссельная Ду150 мм, Ру1,6 МПа с электроприводом типа АМАКС-ЗДЭ-150-1,6-0,2.

На отводе газопровода к горелкам, перед каждой горелкой установлен блок газооборудования типа АМАКС-БГ-8-200 Ду200 мм, Ру=1,6 МПа, который обеспечивает в сочетании с системой управления котла:

автоматический контроль герметичности запорных устройств в составе блока;

безопасный розжиг горелки;

отсечку газа при нарушении технологических параметров работы газоиспользующей установки или горелки.

Для котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№1-6 предусмотрена установка блоков АМАКС-БГ-8-200 по 4 шт. на каждый.

Блок газооборудования состоит из последовательно соединенных между собой при помощи фланцевых соединений газопровода, двух отсечных быстродействующих клапанов (ПЗК), дроссельной заслонки с электроприводом. На первом по ходу движения среды установлена линия автоматического контроля герметичности, соединяющая входную полость блока с внутренним объемом между ПЗК. Линия автоматического контроля герметичности оборудована шаровыми кранами, электромагнитным приводом типа «НЗ» (клапан контроля герметичности), дросселем с калиброванным отверстием, электромагнитным клапаном типа «НЗ» (клапан подачи газа на запальник) и электромагнитным клапаном типа «НО» (клапан безопасности). Также на этой линии установлен клапан для манометра с датчиком давления и шаровой кран для обеспечения возможности розжига запальника на газе. Дроссельная заслонка, входящая в состав блока, служит для регулирования давления газа перед горелкой и оснащена электроприводом типа МЭО.

Учет расхода газа каждым котлом предусмотрен камерной диафрагмой типа АМАКС-ДКС, перед прибором учета установлено устройство подготовки потока типа «Zanker» АМАКС-УПП.

Согласно требованиям технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» приказ №439 от 23.06.2017 приложение 18 помещение котельного цеха по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории «Г» (умеренная пожароопасность), в связи с переводом котлов с твердого топлива на природный газ основание для пересмотра категории помещения отсутствует. По данным ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» при переводе на сжигание природного газа максимальные объемы воздуха на горение и дымовых газов остаются без изменений. Так же существующими остаются дутьевые вентиляторы котлов.

Автоматизация технологических процессов

Системой контроля и управления проектируемых дополнительных механизмов и оборудования водогрейных котлов, связанных с совместным сжиганием газа и угля/мазута предусмотрены:

контроль первичных параметров: температуры, давления, расхода;

контроль розжига горелок;

контроль загазованности рабочей зоны;

управление электрифицированной запорной арматурой.

Действующие водогрейные котлы КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 оснащены существующей автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУТП) на базе программно-технического комплекса (ПТК) «ОВАЦИЯ» разработки компании «КЭР-Автоматика». Управление осуществляется с автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора-технолога ВК и в.о. ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 согласно функциональной и организационной структуры системы управления оборудованием водогрейной котельной (приложение к ТЗ АСУТП 72/18-8-2-Э/АСУТП.ТЗ). Силовая аппаратура управления электрифицированной запорной арматурой котлов размещена в сборках НКУ типа КРУЗА П. В состав нижнего уровня ПТК АСУТП входят шкафы контроллеров КФУ с модулями ввода/вывода, системами питания.

Для контроля и управления работой проектируемых механизмов и оборудования рабочим проектом предусмотрены:

расширение действующего ПТК путем добавления сигналов ввода-вывода контролируемых и регулируемых технологических параметров (уплотнение существующих шкафов ПТК ВК №№1÷4);

установка дополнительных шкафов ПТК «РУНА» (КФУ) в помещении шкафов контролеров и сборок задвижек ВК ст.№№ 5, 6;

установка дополнительных шкафов сборки НКУ типа КРУЗА П.

установка шкафов местного розжига (по 2 на котлоагрегат);

установка шкафов управления предохранительным запорным клапаном (ПЗК);

установка шкафов промреле.

В качестве первичных средств измерении приняты:

термопреобразователи сопротивления ТСМУ Метран-274;

термопреобразователи сопротивления ТСМ Метран-2000;

датчики избыточного давления Метран-150 CG;

датчики избыточного давления ДДМ 03МИ-ДИ;

вибропреобразователи ВК-310С (контроль вибрации подшипников ДРГ);

манометры, показывающие МП4-У;

измерительные преобразователи разности давления Метран-150CD1 с клапанным блоком (в качестве датчиков расхода).

Для контроля загазованности в воздухе рабочей зоны на каждом котлоагрегате предусмотрена установка стационарного газоаналитического комплекса на 7 точек контроля с выдачей сигналов в ПТК по двум пределам.

Объем контролируемых и регулируемых технологических параметров АСУТП предусмотрен в соответствии с СО 34.35.101-2003 «Методические указания по объему технологических измерении, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях».

Подключение оборудования автоматизации предусмотрено от сети переменного тока напряжением 380/220В (+10/-15%) с частотой 50 Гц (±1 Гц).

Управление запорной арматуры на общестанционном газопроводе предусмотрено с проектируемого шкафа РУСМ по месту.

Управление производством и предприятием, организация и условия труда

Городская ТЭЦ-2 входит в состав предприятий АО «Астана-Энергия». По окончании строительно-монтажных работ газопровод перейдет на баланс АО «Астана-Энергия».

Вновь вводимые штатные сотрудники ИТР будут подчиняться Административно-управленческому персоналу ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия». Обслуживание газовых сетей

предусмотрено обученным персоналом ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия». Для организации эксплуатирующей системы газоснабжения приказом (распоряжением) его исполнительного органа из числа руководителей или специалистов, назначается лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объектов системы газоснабжения, прошедших обучение в соответствии со статьей 79 Закона Республики Казахстан «О гражданской защите». Техническое обслуживание и ремонт выполнятся соответствующими службами.

Руководство работ по охране труда и соблюдению инструкций и правил техники безопасности, а также ответственность за ее состояние в строительно-монтажных организациях возложено на управляющих, начальников и главных инженеров.

На ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» должна быть создана газовая служба или должен быть заключен договор со специализированной организацией. Допускается выполнение указанных работ собственником газопроводов при наличии у него служб защиты от коррозии, укомплектованных подготовленным персоналом, а также оснащенных необходимыми приборами, механизмами.

В рамках настоящего проекта предусмотрено создание дополнительных рабочих мест, персонал ТЭЦ-2 после переквалификации продолжит работу на предприятии при переводе на сжигание природного газа. Количество вновь привлекаемого персонала равняется 10 человекам: слесарь–обходчик газового оборудования – 4 чел., сварщик газопровода – 4 чел., управленческий персонал – 2 чел. При определенной численности персонала котельной принято, что капитальный ремонт оборудования производится специализированными организациями.

Круглосуточное управление оборудованием предусмотрено с главного щита управления (ГЩУ) во главе с начальником смены станции. Оперативно-диспетчерское управление ТЭЦ-2 (главный щит управления) обеспечено каналами связи, оборудованием телеизмерений и телесигнализации, телефонной станцией и станцией диспетчерской связи. Оперативная связь между ЦДП и ТЭЦ-2 осуществляется по прямому каналу связи. Оперативное управление всем дежурным эксплуатационным персоналом станции в течение смены осуществляется дежурным инженером смены ТЭЦ-2.

Мероприятия по охране труда и технике безопасности

Внутренние газопроводы прокладываются открыто. По всей длине к газопроводу обеспечивается доступ для его регулярного контроля и осмотра. На каждом ответвлении газопровода к котлу от распределительного газопровода предусмотрена установка запорного устройства с электрическим приводом.

На ответвлении газопровода к котлу установлены два запорных устройства, первое по ходу газа запорное устройство с ручным приводом. Между устройствами предусмотрен продувочный газопровод.

На котлах, предназначенных для сжигания разных видов топлива, перед запорным устройством на ответвлении газопровода к котлу предусмотрен штуцер для газопровода к запальным устройствам и защитно-запальным устройствам горелок.

На внутренних газопроводах котельных установок после запорного устройства на газопроводе-вводе по ходу газа установлено фланцевое соединение для установки заглушки с приспособлением для их режима и токопроводящей перемычкой, штуцер для соединения с магистралью продувочного агента, предохранительно-запорный клапан, штуцер для запального газопровода к запальным устройствам и защитно-запальным устройствам горелок (для газовых котлов), расходуемое устройство, запорное устройство с электроприводом, основной и растопочный регулирующие клапаны.

Растопочный регулирующий клапан устанавливается параллельно основному на линии малого расхода газа. Перед клапаном предусматривается предохранительное

устройство с электроприводом.

На газопроводе перед каждой горелкой котла устанавливаются два запорных устройства с электрическими приводами. Управление запорными устройствами обеспечивается вручную с площадки обслуживания и дистанционно с блочного или группового щита управления, а также по месту.

Растопочные горелки котла, а также горелки, оснащенные предохранительно-запорными клапанами, снабжаются запально-защитными устройствами. Остальные горелки оборудуются запальными устройствами. Запальные и запально-защитные устройства управляются с блочного или группового щита управления, а также по месту. На водогрейных котлах предусматривается возможность ручного розжига горелок с применением переносного запальника.

Питание электромагнита предохранительно-запорного клапана осуществляется от аккумуляторной батареи или батареи предварительно заряженных конденсаторов. Схема управления электромагнитом предохранительно-запорного клапана оснащается устройством непрерывного контроля за исправностью цепи. На газопроводе перед последним по ходу газа запорным устройством у каждой горелки предусмотрен трубопровод безопасности диаметром не менее 20 миллиметров, оснащенный запорным устройством с электроприводом.

Газопроводы котла имеют систему продувочных газопроводов с запорными устройствами и штуцерами для отбора проб. Продувочные газопроводы предусматриваются в конце каждого тупикового участка газопровода или перед запорным устройством последней по ходу газа горелки (при отсутствии тупиковых участках на газопроводах); на газопроводе до первого запорного устройства перед каждой горелкой при его длине до первого запорного устройства более 2 метров. Диаметр продувочного газопровода определяется с расчетом обеспечения 15-кратного объема продуваемого участка газопровода в 1 час, но не менее 20 миллиметров. Объединение продувочных газопроводов с трубопроводами безопасности, а также газопроводов одного назначения с разным давлением газа не допускается. Конструкция топки котла, и компоновка горелочных устройств обеспечивают устойчивый процесс горения, его контроль, а также исключают возможность образования плохо вентилируемых зон.

На котлах применяются газовые горелки, допущенные к применению и имеющие паспорта заводов-изготовителей. Газовые горелки горят устойчиво без отрыва и проскока факела в диапазоне регулирования тепловой нагрузки котла. Газифицированные котельные установки оснащаются следующими технологическими защитами:

действующими на останов котла с отключением подачи газа на котел:

при погасании факела в топке;

при отключении всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой);

при отключении всех дутьевых вентиляторов;

при понижении давления газа после регулирующего клапана ниже заданных значений;

действующими на отключение подачи газа на горелку, оснащенную предохранительно-запорным клапаном и защитно-запальным устройством, при воспламенении или погасании факела этой горелки;

действующими на отключение подачи газа на котел:

при не воспламенении или погасании факела растопочной горелки в процессе розжига котла;

при понижении давления газа после регулирующего клапана ниже заданных значений (при сжигании газа как вспомогательного топлива одновременно с другими видами топлива);

действующими на снижение нагрузки котла до 50 % при отключении:

одного из двух дымососов;

одного из двух дутьевых вентиляторов;

одного из двух регенеративных воздухоподогревателей.

Газифицированная котельная установка оснащается блокировками, не допускающими:

открытие запорного устройства на газопроводе к котельной установке при открытом положении хотя бы одного запорного устройства на газопроводах перед каждой горелкой;

включение защитно-запального устройства и подачу газа к горелкам без предварительной вентиляции топки котла в течение не менее 10 минут;

розжиг горелок, не оснащенных предохранительно-запорным клапаном, пока все растопочные горелки не будут включены в работу;

подачу газа в горелку в случае закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелками и отключения вентилятора, работающего на эту горелку;

подачу газа в растопочную горелку и горелку, оснащенную предохранительно-запорным клапаном, при отсутствии растопочного факела на ее защитно-запальное устройство;

подачу газа в горелку, не оснащенную предохранительно-запорным клапаном, при отсутствии растопочного факела на ее запальном устройстве;

открытие (закрытие) запорного устройства трубопровода безопасности при открытом (закрытом) положении обоих запорных устройств перед горелкой (для вновь вводимых котлов).

На котельных установках предусмотрена сигнализация, оповещающая:

о понижении или повышении давления газа после регулирующего клапана котла относительно заданных значений;

о снижении давления воздуха в общем коробе или в воздуховодах относительно заданного значения (кроме котлов, работающих под наддувом);

о наличии факела на горелках котла, оснащенных защитно-запальным устройством;

о наличии растопочного факела защитно-запального устройства;

о погасании факела в топке котла;

о срабатывании защит.

Выполнение блокировок и защит на остановку котла и перевод его на пониженную нагрузку осуществляются по техническим условиям, согласованным с заводом-изготовителем котельной установки или нормативно-технической документацией. Ввод и вывод защит и блокировок, препятствующих пуску или остановке котла, осуществляются: для защит по погасанию общего факела и факела растопочной горелки автоматически, для остальных защит либо существующих защит средствами ввода-вывода. Вывод из работы устройств технологической защиты, блокировок и сигнализации на работающем оборудовании допускается только в случаях:

необходимости их отключения, обусловленной технологическим регламентом;

очевидной неисправности или отказа.

Отключение выполняется с разрешения руководителя смены и с обязательным уведомлением технического руководителя или руководителя котельной.

Ремонтные и наладочные работы для включения защит, блокировок и сигнализации без получения разрешения не допускаются. Снятие заглушек на газопроводах выполняется по наряду-допуску на производство газоопасных работ, которым предусмотрено проведение контрольной опрессовки газопроводов котла воздухом при давлении 0,01 МПа.

Пуск газа в газопроводы котла, выводимые из режима консервации, выполняется после производства на них внепланового технического обслуживания. Перед растопкой

котла производится предпусковая проверка герметичности затвора запорных устройств перед горелками и предохранительно-затворных клапанов. Нормы и методы проведения предпусковой проверки устанавливаются технологическим регламентом по эксплуатации котельной установки.

Заполнение газопроводов котла газом производится при включенных в работу дымососах, дутьевых вентиляторах, дымососах рециркуляции в последовательности, указанной в технологическом регламенте по эксплуатации котельной установки.

Продувать газопроводы котла через трубопроводы безопасности и горелочные установки котла не допускается.

Непосредственно перед растопкой котла топка, газоходы, в том числе рециркуляционные, а также воздуховоды вентилируются не менее 10 минут при открытых шиберах газовоздушного тракта и расходе воздуха не менее 25 % от номинального. Вентиляция котлов, работающих под надувом, а также водонагревательных котлов при отсутствии дымососов осуществляется дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции. Растопка котлов, все горелки которых оснащены предохранительно-запорным клапаном и защитно-запальными устройствами, начинается с розжига любой горелки в последовательности, указанной в технологическом регламенте по эксплуатации.

Перевод котла с пылеугольного или жидкого топлива на сжиженный нефтяной газ определяется инструкцией изготовителя по эксплуатации котла. При многоярусной компоновке горелок первыми переводятся на газ горелки нижних ярусов.

Перед плановым переводом котла на сжигание газа проводится проверка срабатывания предохранительно-запорного клапана и работоспособности технологических защит и блокировок по газу с воздействием на исполнительные механизмы или на сигнал в объеме, не препятствующем работе котла.

При остановке котла прекращается подача газа во внутренние газопроводы котла и к горелкам, открываются запорные устройства на продувочных трубопроводах и трубопроводах безопасности, отключаются защитно-запальным устройствам и запальным устройствам горелок, проводится вентиляция топки, газоходов, «теплового ящика» в течение не менее 10 минут и отключаются тягодутьевые механизмы котла.

Подача газа в газопроводы котла немедленно прекращается в случаях:

несрабатывания технологических защит;

разрыва газопровода котла;

взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах, разогрева докрасна несущих балок каркаса котла;

обрушения обмуровки, а также других повреждений, угрожающих персоналу или оборудованию;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управлениях;

пожара, угрожающего персоналу и оборудованию, а также цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла.

При аварийном останове котла необходимо действием защит и блокировок или персонала прекратить подачу газа во внутренние газопроводы и к горелкам котла, открыть запорные устройства на трубопроводах безопасности, отключить запальные устройства и защитно-запальные устройства горелок.

Перед производством работ, связанных с разборкой газовой арматуры, присоединением и ремонтом внутренних газопроводов, работами внутри котла, а также при выводе газопроводов котла в режим консервации первые по ходу газа запорные устройства на ответвлениях газопровода к котлу закрываются с установкой за ними заглушек. Газопроводы котла освобождаются от газа и продуваются инертным газом или сжатым воздухом.

Внутренний осмотр, чистка и ремонт котлов выполняются только по наряду-допуску. Перед производством работ проводится вентиляция топки, газоходов котла в течение 10 минут. При обнаружении наличия газа в верхней части топки и «теплового ящика» приступать к работе не допускается.

6.2.3 Газораспределительные системы

Наружные сети газоснабжения

Точка присоединения проектируемого газопровода среднего давления диаметром 720х10 мм - ранее запроектированный газопровод среднего давления 0,15 МПа Ду700 мм после ГРП-ТЭЦ-2 (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19).

Врезка предусмотрена в подземный газопровод на выходе из ГРП ТЭЦ-2 после задвижки ГРП восточнее забора ТЭЦ-2. От точки врезки проектируемый газопровод для подачи природного газа от ГРП к водогрейным котлам КВ-Т-139,6-150 ст. №№ 1-6 ТЭЦ-2 проложен в восточном и юго-восточном направлении вдоль забора.

От ГРП ТЭЦ-2 газопровод среднего давления диаметром Ø720х9 мм надземного исполнения проложен над забором на высоте 4,2 м. По территории ТЭЦ-2 газопровод проходит вдоль забора на высоте 2,2 м. В местах проезда автотранспорта газопровод проложен на отметке 5,0 м от проезжей части с установкой дорожного знака «ограничение высоты». При пересечении внутриплощадочных железных дорог газопровод проложен на высоте 7,0 м.

Общая протяженность газопровода Ду700 мм - 522 м.

Газопровод выполнен из прямошовных электросварных труб диаметром 720х9 мм по ГОСТ 10704-91.

Для отключения газопровода со стороны временного торца по ряду «Д» на высоте 0,86 м предусмотрена установка шарового крана 10с971р с электроприводом.

Далее распределительный газопровод проложен по наружной стене вдоль фасада за рядом «Д» на отметке 9.300.

Распределительный газопровод выполнен из стальных электросварных труб диаметрами 720х9; 530х8; 426х9 мм по ГОСТ 10704-91 и ГОСТ 10705-80.

При пересечении газопровода с надземной линией электропередачи ВЛ, над газопроводом предусмотрено защитное ограждение, выступающее по обе стороны пересечения от проекции крайних проводов ВЛ на расстояние - 3,0 м. Газопровод и ограждение заземлены. Сопротивление заземления трубопровода и ограждающей сетки в пролёте пересечения должно быть не более 10 Ом.

Компенсация напряжения в трубопроводе от температурных деформаций предусмотрена углами поворота трассы в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Опоры под трубопровод газопровода - металлические стойки из труб Ø630х8 мм с железобетонным столбчатым фундаментом размерами 1400х1400 мм высотой 1900 мм.

Газоснабжение котельной при экстремальной ситуации будет прекращено закрытием шарового крана Ду700 мм. Предусмотрен 5% контроль качества стыков для надземного газопровода.

Внутренние сети газоснабжения

Внутреннее газоснабжение водогрейных котлов ТЭЦ-2 типа КВ-Т-139,6-150 ст.№1-6 предусматривает подвод природного газа непосредственно к котлам.

Газопровод выполнен из труб стальных электросварных труб диаметрами 720х9; 530х8; 426х9 мм. Прокладка общестанционного газопровода принята наружная, по фасаду котельного цеха по ряду «Д».

Крепление газопровода решено на низких скользящих опорах с шагом 2-3 м. Крепление опор выполняется к строительным конструкциям здания водогрейной котельной ТЭЦ-2. Трассировка газопроводов уточняется при монтаже по месту. Монтаж и испытание газопровода выполнять в соответствии с требованиями СП РК 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы».

Давление газа до общекотловых дроссельных заслонок составляет 150 кПа, после общекотловой дроссельной заслонки - 45 кПа, рабочее давление перед горелками - 35 кПа.

Герметичность всех ПЗК (предохранительно-запорных клапанов) принята класса «А», герметичность затворов запорной арматуры газопроводов принята не ниже класса «В».

В существующем корпусе водогрейной котельной газопроводы диаметром Ду50 мм и менее предусмотрено проложить по месту, запорную арматуру расположить в местах, удобных для обслуживания и ремонта.

Все сварные стыковые соединения газопроводов следует подвергнуть визуальному и измерительному контролю и испытаниям в объеме 100%, сварные стыковые соединения газопроводов Ду50 мм и менее подвернуть контролю неразрушающими методами в объеме не менее 5%. Типы и конструктивные параметры сварных соединений газопроводов должны соответствовать требованиям ГОСТ 16037-80. Технология сборочно-сварочных работ, термической обработки сварных стыков труб, а также объемы и порядок контроля и нормы оценки качества сварных стыков труб должны соответствовать РД 153-34.1-003-01 «Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования».

Для продувки газопроводов при пусках и остановах котла предусмотрены продувочные газопроводы, выведенные за пределы здания не менее чем на 1 метр выше карниза крыши. Крепление продувочных газопроводов и газопроводов выполнить по месту к строительным конструкциям здания, каркаса и площадок обслуживания котла.

6.2.4 Конструктивные решения

Существующее здание водогрейной котельной ТЭЦ-2 - каркасное многопролетное со стальным каркасом с шагом колонн 6,0 м.

Несущие конструкции существующего главного корпуса:

колонны - стальные;

несущие конструкции покрытия котельного отделения - фермы металлические;

заполнение оконных проемов выполнено блоками с металлическими переплетами с одинарным и двойным остеклением. Остекление оконных проемов и световых фонарей в покрытии выполняют роль легкосбрасываемого ограждения.

Решения по реконструкции главного корпуса

Рабочим проектом реконструкции предусмотрено устройство монолитных железобетонных фундаментов под дымосос, опор под газоходы внутри существующего главного корпуса и фундаментов под вентустановки, расположенные снаружи здания.

Фундаменты под дымосос - монолитные железобетонные размерами 1,0x1,60x1,7(h) м из бетона класса В20. Верх фундамента выступает над полом на 700 мм. В фундаменте предусмотрено 6 анкерных фундаментных болтов.

Фундаменты под опоры газохода - монолитные железобетонные из бетона класса В15 размерами 1,1x0,8x1,2(h) м. Высота верха фундамента от уровня пола главного корпуса - 0,2 м. В фундаментах предусмотрено 8 анкерных фундаментных болтов под металлические стойки.

Фундаменты выполняются по бетонной подготовке из бетона класса В7,5, устраиваемой по утрамбованному грунту основания. Фундаменты под газоходы, приняты по заданию завода-изготовителя ООО «Сибэнергомаш-БКЗ». Металлические опоры под газопровод устанавливаемые на проектируемые монолитные железобетонные фундаменты входит в поставку оборудования ПГВП фирмы «ООО Сибэнергомаш-БКЗ».

Для устройства фундаментов предусмотрена частичная разборка существующего бетонного пола.

Фундаменты под вентустановки - монолитные железобетонные плиты из бетона класса В15 размерами 4,0х6,2х0,3(h) м. Верх фундамента расположен выше уровня планировки на 0,15 м, под подошвой плиты предусмотрена бетонная подготовка толщиной 100 мм по слою песчано-гравийной смеси толщиной 500 мм. В фундаментах предусмотрены закладные детали для крепления оборудования.

Крепление трубопроводов газоснабжения внутри существующего главного корпуса принято на металлических балках и кронштейнах, которые крепятся к существующим несущим конструкциям каркаса здания, а также за существующий каркас котлов. Все металлические конструкции приняты из стали марки С245. Соединение металлоконструкций принято на монтажных болтах и монтажной сварке.

Для крепления подвесок расположенных отдалённо от существующих несущих строительных конструкций, предусмотрено устройство балок пролетом 6 и 7,2 м между существующими несущими строительными конструкциями.

Металлические площадки предназначены для установки блоков газооборудования котлов. Крепление площадок принято путем сварки проектируемых балок к существующими металлическим площадкам котла, а также путем устройства металлических балок к существующим стойкам и балкам ПГВП и элементам каркаса здания.

Крепление опорных конструкций принято путем устройства подкосов из металлических уголков. Для крепления к металлическим конструкциям каркаса котла предусматриваются металлические накладки из листовой стали (на полки, стенки) а также устройство металлических ребер.

Опорные конструкции под вентиляционные короба снаружи главного корпуса разработаны в виде стальных рам. Стойки рам установлены в предварительно пробуренные скважины диаметром 400 мм и забетонированы бетоном класса В12,5. Крепление вертикальных венткоробов принято посредством металлических балок и связей к существующим несущим конструкциям каркаса здания шагом 3,0 м по вертикали. Венткороба над кровлей проложены по стальным рамам, стойки которых проходят сквозь покрытие и привариваются к металлическим балкам, расположенным под потолком и приваренным к существующим несущим конструкциям покрытия.

Строительные конструкции тепловых сетей

Прокладка трубопроводов предусмотрена подземная в каналах из блоков ФБС и надземная на низких опорах.

В составе тепловых сетей предусмотрено:

участки трассы в непроходном канале из сборных блоков;

участки надземной прокладки на низких опорах;

неподвижные опоры (в канале);

неподвижные опоры щитовые (надземные);

дренажные колодцы;

тепловые камеры;

узлы выхода из подземной трассы.

Непроходные каналы – каналы сечением 1000х600(h) и 1200х900(h) м из сборных фундаментных блоков ФБС ГОСТ 13579-78* толщиной 400 мм. Перекрытие и днище каналов – сборные железобетонные плиты серии 3.006.1-2/87 выпуск 2.

Трасса наземной прокладки на опорах высотой 0,903-1,309 м от поверхности планировки - опоры из гнутого квадратного профиля 160х5 ГОСТ 30245-12 (стойки и траверсы). Стойки забетонированы бетоном класса В15 в пробуренные скважины диаметром 400 мм.

Опоры неподвижные щитовые - монолитные из бетона марки В15 высотой 3,1 м с размерами подошвы 1800х2800 мм, толщина стенки и контрфорсов – 300 мм, толщина основания – 500 мм. Стенки и основание армированы пространственным каркасом из сеток Ø12 А-III шагом 200 мм, соединённых шпильками Ø8 А-I шагом 400 мм в шахматном порядке.

Неподвижная опора в канале – металлическая рама из швеллеров, забетонированная в монолитные участки стен канала.

Теплофикационные камеры - монолитные железобетонные из бетона марки В15 различными внутренними размерами камер, толщина днища принята 400 мм, толщина стен – 300 мм, толщина плиты перекрытия – 200 мм. В перекрытии предусмотрены проёмы для люков. Армирование стен, перекрытия и днища выполнено сетками из арматуры Ø12 А-III шагом 200 мм, соединённых шпильками Ø8 А-I шагом 400 мм в шахматном порядке. Камеры оборудованы стремянками и люками.

Узлы выхода из подземной трассы – из керамического кирпича марки 100 ГОСТ 530-2012.

Дренажные колодцы – из сборных элементов серии 3.900.1-14 выпуск 1, днище и перекрытие – сборные плиты, стены – сборные железобетонные кольца.

Гидроизоляция дренажных колодцев – оклеечная из 2-х слоёв гидроизола с устройством прижимной кирпичной стенки (горизонтальная и вертикальная). Гидроизоляция каналов – обмазка горячим битумом за 2 раза.

Марка бетона монолитных и сборных железобетонных конструкций по морозостойкости принята F100, по водонепроницаемости – W4. Бетон принят на сульфатостойком цементе.

Защита строительных конструкций от коррозии

Защита строительных конструкций от коррозии предусмотрена применением стойких для данной среды материалов и выполнением конструктивных требований (первичная защита), нанесением на поверхности конструкций лакокрасочных и мастичных покрытий (вторичная защита) в соответствии СН РК.

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Теплоснабжение, отопление и вентиляция

Системы отопления и вентиляции водогрейной котельной ТЭЦ-2 существующие.

Вентиляция - естественная. В переходной и зимний период года подача воздуха осуществляется через приточные фрамуги окон нижнего яруса. Удаление воздуха - через аэрационный фонарь.

При переводе котлов на сжигание природного газа предусмотрен трехкратный воздухообмен в 1 час без учета воздуха, необходимого для горения топлива согласно требованиям п.5.3.2.13.5 СН РК 4.02-05-2013 «Котельные установки».

Для обеспечения 3-х кратного воздухообмена в котельном зале предусмотрена установка 10-ти рабочих и 1-ой резервной приточно-вытяжных систем типа ПВ производительностью 101 160 м^3/час каждая полной заводской готовности по оси «Д» снаружи здания.

Приток свежего подогретого воздуха в котельный зал производится через отверстия, затянутые сеткой с ячейками 35х35 мм на отм.7.600. Вытяжка осуществляется из верхней зоны на отм.38.000 также через отверстия, затянутые сеткой с ячейками 35х35 мм.

Наружный воздух подогревается в рекуператоре телом удаляемого воздуха и затем догревается в теплообменниках до расчетной температуры.

Воздуховоды систем общеобменной вентиляции класса «Н» приняты из тонколистовой оцинкованной стали. Толщина стали принята по СП РК 4.02-101-2012. Для регулировки расходов воздуха на ответвлениях установлены регулирующие клапаны. Воздуховоды приточных и вытяжных систем изолируются фольгированной минватой толщиной 50 мм с покрытием из оцинкованной стали. Системы вентиляции перед сдачей в эксплуатацию следует отрегулировать на проектную производительность.

Для предотвращения передачи вибрации от работающих вентиляторов и насосов на строительные конструкции и воздуховоды, все вентагрегаты установлены на виброизолирующие основания, вентилятор с воздуховодами соединяется через гибкие вставки.

В качестве энергосберегающих мероприятий приняты следующие решения:

применение вентустановок с рекуперацией тепла;

применение современных теплоизолирующих материалов для трубопроводов и оборудования.

Источником теплоснабжения приточных систем для нагрева наружного воздуха являются коллектора прямой и обратной сетевой воды ТЭЦ-2 с теплоносителем – перегретая вода с температурой 132-70^{0}С и давлением 1,1-0,4 МПа соответственно согласно техническим условиям АО «Астана-Энергия» на теплоснабжение от 17 сентября 2019 года.

Присоединение систем теплоснабжения приточных установок – независимое через пластинчатые разборные теплообменники, установленные в блок-модуле теплового пункта с насосной этиленгликоля блок-модульного изготовления заводской готовности.

Теплоносителем для системы теплоснабжения является 40%-ный этиленгликоль. Параметры теплоносителя на приточные установки 95-65°С.

Трубы теплоснабжения приняты стальные электросварные. Для регулирования и отключения отдельных ветвей систем теплоснабжения на них устанавливаются запорно-балансировочные и запорные клапаны.

В нижних точках системы установлена спускная арматура, в верхних - автоматические воздухоотводчики.

3-х ходовой клапан смешения и циркуляционный насос на обвязке калориферов приточных установок поставляется комплектно в составе с приточной установкой.

Блок-модуль теплового пункта с насосной станций этиленгликоля

В блок-модуль предусмотрен ввод теплоносителя первичного контура – перегретая вода с температурой 132-70°С согласно техническим условиям АО «Астана-Энергия» (по теплоснабжению) на подключение дополнительно устанавливаемого оборудования от 17 сентября 2019 года с установкой двух блоков полной заводской готовности - блок узла ввода с грязевиками и прибором учета тепловой энергии и блок узла теплоснабжения приточных установок с пластинчатыми теплообменниками, насосной установкой, запорной арматурой.

Узел ввода предусматривает учет тепловой энергии и регулирование в зависимости от температуры наружного воздуха.

Схемы присоединения потребителей к тепловым сетям приняты:

для системы теплоснабжения вентиляционных установок ПВ1-ПВ11 - независимая, с установкой теплообменников и насосной группы (1 рабочий, 1 резервный);

для системы отопления блок-модуля - зависимая, с установкой регулятора перепада давлений и отключающей арматурой.

Теплоносителем для системы теплоснабжения вентустановок является 40%-ный этиленгликоль. Параметры теплоносителя теплоснабжения приточных установок 95-65°С.

Теплоносителем для системы отопления блок-модуля (собственные нужды) принята сетевая вода с температурой 132-70°С.

Трубы в пределах теплового пункта приняты стальные электросварные по ГОСТ 10704-91 с тепловой изоляцией толщиной 50 мм. На вводе в НСЭГ предусмотрена установка отключающей арматуры.

Регулирование температуры в системе теплоснабжения и контроль температуры возвращаемого в тепловую сеть теплоносителя осуществляется в соответствии с графиком, заданным в электронный погодозависимый регулятор температуры ECL 210, посредством седельного регулирующего клапана с электроприводом типа Danfoss установленного на подающем трубопроводе.

Вентиляция, пожаротушение – решены при заводской комплектации блок-модуля.

Тепловые сети

Источник теплоснабжения - тепловая сеть от насосной ВКЦ (водогрейной котельной) ТЭЦ-2.

Точка подключения Т1 - существующий коллектор прямой сетевой воды.

Точка подключения Т2 - существующий коллектор обратной сетевой воды.

Система теплоснабжения - закрытая. Система тепловых сетей - двухтрубная.

Расчетный температурный график сети от насосной 132-70°С.

Расчетный температурный график сети от насосной станции этиленгликоля до вент установок Т1/Т2 - 95-65°С.

Прокладка тепловых сетей от точек подключения в прямой и обратный коллектора ТЭЦ-2 до блок-модуля теплового пункта с насосной этиленгликоля - надземная из стальных предизолированных труб с тепловой изоляцией из пенополиуретана (ППУ) в ОЦ оболочке. Частично подающий трубопровод от точки подключения проложен в существующем здании насосной станции ТЭЦ-2.

Тепловые сети от блок-модуля теплового пункта с насосной этиленгликоля до приточных установок проложены надземно на низких опорах до границы дороги, далее предусмотрена подземная прокладка в ж/б каналах на скользящих опорах с использованием стальных предизолированных труб с тепловой изоляцией из пенополиуретана (ППУ) в полиэтиленовой оболочке. В местах подключения нагревательных секций приточных вентагрегатов предусмотрен выход трубопроводов из подземного исполнения в надземный.

Компенсация температурных удлинений осуществляется за счет углов поворота и П-образными компенсаторами на прямом участке сети В нижних точках предусмотрена арматура для дренажа, в верхних - устройства для выпуска воздуха.

Трубы поставляются с заводской изоляцией из пенополиуретана со встроенной системой оперативного дистанционного контроля (ОДК) и наружной ОЦ или ПЭ оболочкой. Система труб с заводской изоляцией поставляется комплектно с фасонными частями.

Электротехнические решения

Согласно технических условии АО «Астана-Энергия» на подключение проектируемого (дополнительно устанавливаемого) оборудования от 23 сентября 2019 года рабочим проектом предусмотрены:

установка КРУсн-0,4 кВ с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ для подключения по категории надежности электроснабжения II проектируемых приточно-вытяжных установок и насосной этиленгликоля;

установка двух шкафов в КРУ-6 кВ ВКЦ для подключения проектируемой КРУсн-0,4 кВ приточно-вытяжных установок и насосной этиленгликоля;

подключение от существующих ячеек КРУсн-0,4 кВ водогрейной котельной по категории надежности электроснабжения III электродвигателей привода проектируемых дымососов рециркуляции газов (ДРГ-1 – ДРГ-6) с установкой частотно-регулируемых приводов (ЧРП) и шкафа управления запорной арматуры (РУСМ) на общестанционном газопроводе.

Мощность проектируемых электроприемников:

электродвигатели привода приточно-вытяжных установок – 11х(2х23,85 кВт + 2х24,31 кВт);

электродвигатели привода ДРГ-1 – ДРГ-6 – 6х75 кВт;

насосная установка в насосной этиленгликоля – 4,8 кВт.

Для подключения проектируемых приточно-вытяжных установок и насосной этиленгликоля предусмотрена установка КРУсн-0,4 кВ (7 шкафов РУ-0,4 кВ) с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 1600 кВА (147Т, 148Т), укомплектованными вводными, секционным и отходящими АВ-0,4 кВ. КРУсн-0,4 кВ размещено в блочно-модульном зданий полной заводской готовности.

Для подключения проектируемой КРУсн-0,4 кВ предусмотрена установка двух шкафов в КРУ - 6 кВ ВКЦ. От шкафов в КРУ-6 кВ ВКЦ до силовых трансформаторов 147Т, 148Т КРУсн-0,4 кВ предусмотрена прокладка одножильных кабелей 6 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвПу2г 1х300/25.

Для подключения ЧРП ДРГ-1 – ДРГ-6 от существующих ячеек КРУсн-0,4 кВ водогрейной котельной принят силовой кабель марки ВВГнг-LS. Для подключения к ЧРП электродвигателей привода проектируемых ДРГ-1 – ДРГ-6 принят силовой кабель с двойным экраном марки TOPFLEX-EMV*-2YSLCY-J.

ЧРП могут работать в одном из выбранных оператором режимов: местный режим управления и дистанционный режим управления.

ЧРП имеет следующие виды защиты:

от коротких замыканий в преобразователе частоты и нагрузки;

от недопустимых перегрузок по току (с интегрально-зависимой защитой);

от перегрева преобразователя частоты;

от внутренних коммутационных перенапряжений;

от пробоя полупроводниковых коммутирующих элементов;

от нарушения коммутации и сбоев в цепях управления преобразователя частоты;

от исчезновения, недопустимого понижения и повышения напряжения сети.

Цепи управления к шкафам ПТК и местным постам управления выполнены контрольными кабелями марки КВВГнг-LS.

К прокладке приняты силовые кабели с медными жилами расчетного сечения, изоляцией и оболочкой из ПВХ, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением.

Прокладка кабельных линий в зданий водогрейной котельной предусмотрена по существующим и проектируемым кабельным металлоконструкциям, в кабельных каналах и коробах.

Прокладка силовых кабелей от шкафов управления, размещенных в помещении водогрейной котельной к электродвигателям привода приточно-вытяжных установок предусмотрена в трубах по опорным металлоконструкциям воздуховодов.

При подходе к электродвигателям кабели защищаются стальными трубами и металлорукавами.

Прокладка кабельных линий до шкафов автоматики и собственных нужд насосной этиленгликоля, до шкафа управления запорной арматуры на общестанционном газопроводе вне здания предусмотрена в траншее.

Заземление проектируемого электрооборудования предусмотрено присоединениями к существующим и проектируемым (КРУсн-0,4 кВ и насосной этиленгликоля) заземляющим устройствам.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывоопасных ситуаций

В соответствии с требованиями нормативных документов в области пожарной безопасности и технического задания на проектирование в проекте предусмотрена система противопожарной защиты, которая в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91, обеспечивает требуемый уровень пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическую эффективность этой системы при защите материальных ценностей.

На водогрейных котлах ТЭЦ в дополнение к существующей защите, с учетом перевода перехода на газообразное топливо, дополнительно вводятся следующие защиты: понижение давления газа; повышение давления газа перед горелками; невоспламенение первой или погасание факелов всех газовых горелок при растопке котла; невоспламенение или погасание факела газовой горелки.

На каждом котле устанавливается газоаналитический комплексы, рассчитанные на обнаружение СН4 в воздухе рабочей зоны в местах размещения элементов газопровода (запорно-регулирующей арматуры, блочных горелок) и подсоединений газопровода к горелкам. На период проведения ремонта и замены составных частей стационарного газоаналитического комплекса предусмотрена их замена переносным газоанализатор.

На действующем объекте предусмотрены инженерно-технические мероприятия, направленные на предупреждение чрезвычайных ситуаций и уменьшения риска их возникновения, обеспечение защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

При использовании газообразного топлива, в котельной легкосбрасываемыми конструкциями являются остекление окон, фонарей, ворота и сэндвич-панели стен и покрытия согласно проектным решениям и протоколу АО «Астана-Энергия» от 24 июля 2019 года.

Представленные рабочим проектом решения в части обеспечения промышленной безопасности согласованы ГУ «Управление контроля и качества городской среды города Астана» письмом от 17 мая 2019 года № 505-14-09/1485.

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» и рабочий проект рассмотрены и согласованы РГУ «Департамент экологии по городу Астана Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» – заключение государственной экологической экспертизы о согласовании РП «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст. №№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане» от 30 мая 2019 года № Z1-0008/18.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Общие сведения

ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» (ТЭЦ-2) является действующим предприятием, располагается на северо-восточной окраине города Астана, в промышленной зоне города и окружена действующими промышленными предприятиями и складами. Ближайшая жилая зона расположена в юго-западном направлении на расстоянии 2000 метров от крайнего источника загрязнения ТЭЦ-2. Площадка реконструкции водогрейных котлов ТЭЦ-2, располо-

жена непосредственно на территории действующего предприятия. Реконструкция водогрейных котлов- перевод на сжигание природного газа водогрейных котлов ТЭЦ-2 в качестве основного топлива с сохранением на пылеугольных котлах Экибастузского угля в качестве резервного топлива. Поверхностный водоем- река Ишим протекает на расстоянии более 1000 метров от границы территории ТЭЦ-2.

Оценка риска здоровья населения

По результатам расчетов по системе ПДК выбросы загрязняющих веществ в атмосфере от проектируемого производства не превышает ПДКм.р. и не оказывает отрицательного влияния на здоровье людей. По результатам расчета оценки зависимости «доза-ответ» установлено, что исследуемые химические вещества в выбросах загрязняющих веществ проектируемого объекта не представляет реальной опасности для здоровья населения, проживающих вблизи проектируемого объекта, так как значения рисков не доходит до нижнего уровня приемлемого риска (HQ<0,1).

Установление санитарно-защитной зоны

На период проведения реконструкции водогрейных котлов ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» санитарно-защитная зона не устанавливается. Имеется санитарно-эпидемиологическое заключение от 11 июня 2014 года № 08/674, выданное РГУ «Департамент государственного санитарно-эпидемиологического надзора города Астаны» КГСЭН МЗ РК на «Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» с установленной санитарно-защитной зоны не менее 1000 метров.

Санитарно-бытовые условия рабочих на период строительства

На период строительства для рабочих установлены вагончики-бытовки для обеспечения необходимыми санитарно-бытовыми условиями, выделено помещение для обогрева рабочих и кратковременного отдыха, помещение для приема пищи (столовая), организован питьевой режим, выделены помещения под гардеробные и душевые, установлены временные уборные. На всех строительных участках в бытовых помещениях имеются аптечки первой помощи. Рабочие обеспечены специальной одеждой и обувью, строительными касками. Строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним в темное время суток освещены. В местах производства работ установлены контейнеры для сбора твердых бытовых отходов, с последующим вывозом на санкционированный полигон ТБО по договору со специализированной организацией.

6.6 Организация строительства

Продолжительность строительства

Продолжительность строительства определена согласно СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть I» и составляет 12 месяцев.

1-пусковой комплекс – 9 месяцев.

2-пусковой комплекс – 3 месяца.

Согласно письму заказчика от 24 октября 2019 года № 21-12/3494 начало реализации проекта намечены в следующие сроки: 1-пусковой комплекс – II квартал 2020 г. 2-пусковой комплекс – II квартал 2021 г.

Распределение инвестиций по годам строительства составляет: 1-пусковой комплекс 2020 г. - 100% 2-пусковой комплекс 2021 г. - 100%

6.7 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 249-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на проектирования, принятых проектных решений.

Сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком в установленном законодательством порядке и является основанием для определения лимита средств заказчика (инвестора) на реализацию инвестиционных проектов и/или объектов строительства за счет государственных инвестиций в строительство и средств субъектов квазигосударственного сектора в соответствии с пунктом 13 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2019.2) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2019 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-16;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-16;

сборники сметных цен в текущем уровне 2019 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2019 выпуск 2;

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

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2018 изменения и дополнения 1-16;

сборник сметных тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2018;

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на перевозку грузов для строительства, СЦПГ РК 8.04-12-2018;

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложенными прайс-листами, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком АО «Астана-Энергия» от 22 октября 2019 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

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

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

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

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

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

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2019 года. Переход к прогнозной сметной стоимости строительства на 2020 г. выполнен с учетом норм задела объема инвестиций по годам строительства и прогнозного уровня инфляции, установленного согласно приложению 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2020–2024 годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 29 апреля 2019 года № 8

Налог на добавленную стоимость принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана» внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план

1. Состав комплекта рабочих чертежей генерального плана дополнен согласно п. 3.3 ГОСТ 21.508-93.
2. Указаны технико-экономические показатели генерального плана.
3. Пояснительная записка дополнена разделом генеральный план.

Конструктивные решения

4. В пояснительной записке к рабочему проекту и в общих данных по рабочим чертежам откорректирована температура наиболее холодной пятидневки согласно действующих норм.
5. Предоставлен расчет фундаментов (нагрузки от оборудования и обоснование принятых размеров подошвы фундамента под стойки вблизи существующих фундаментов под оборудование и каркаса здания).
6. Для фундаментов, расположенных внутри здания, принятая в качестве основания фундаментов подушка из ПГС обоснована наличием по факту под подошвой непроектных грунтов (шлак, зола и пр.).
7. В общих указаниях марки КМ приведено описание существующего положения конструкций и принятые проектные решения. Принятые проектные решения дополнены пояснением о том, что крепление проектируемых конструкций к существующим не окажет существенного влияния на несущую способность и устойчивость существующих конструкций.
8. Откорректирована марка керамзитобетона для заделки отверстий в стенах.
9. Откорректированы чертежи по опорам наружного газоснабжения.

Строительные конструкции тепловых сетей

10. На схеме трассы замаркированы неподвижные опоры в каналах. Опоры разработаны.
11. Замоноличеная часть стойки надземных опор вместо 1,8 м принята длиной 1 м.
12. Исключены камеры в местах выхода труб из канала, разработана деталь выхода.
13. Доработана камера К3, показано в плане примыкание каналов.
14. Откорректирована длина камеры К4, доработана камера К5.
15. Класс бетона для днища и стенок всех камер принят В15 вместо В25.

16. Исключено применение битумно-латексной мастики в основании и по боковой поверхности неподвижных щитовых опор. без обоснования – исключить. Откорректирован в сторону уменьшения объём бетона на опору.

17. Предусмотрена оклеечная гидроизоляция дренажных колодцев. Исключена не обоснованно принятая штукатурка внутренних поверхностей колодцев с церезитом – колодцы содержатся сухими.

Автоматизация технологических процессов

18. Выделение пусковых комплексов в п. 14 Дополнительного задания на проектирование приведено в соответствие с требованиями СН РК 1.02-03-2011.

19. Представлены проектные решения с выделением пусковых комплексов согласно п. 14 Дополнительного задания на проектирование.

20. Представлено письмо АО «Астана-Энергия» от 18 октября 2019 года № 21-12-3446 о том, что передача данных от шкафов автоматики приточно-вытяжных установок и шкафа автоматики теплового пункта в систему ПАЗ ВКЦ ТЭЦ-2 предусмотрена отдельным проектом «Автоматическая пожарная система ВКЦ ТЭЦ-2».

Электротехнические решения

21. Представлены проектные решения с выделением пусковых комплексов согласно п. 14 Дополнительного задания на проектирование.

22. В соответствии с требованиями ГОСТ 21.613-2014 «Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования», откорректированы схемы, кабельные журналы, планы расположения электрооборудования, управляющих устройств электропривода и прокладки электрических сетей.

23. Представлены данные по техническим характеристикам силовых трансформаторов 147Т, 148Т. Откорректированы схемы кабельных связей 147Т, 148Т.

24. Откорректированы спецификации оборудования, изделий и материалов.

25. Заменены технические условия АО «Астана-Энергия» на электроснабжение от 31 июля 2019 года. В технических условиях АО «Астана-Энергия» на электроснабжение от 23 сентября 2019 года представлены данные в соответствии с требованиями, указанными в параграфе 2 приказа министра энергетики Республики Казахстан от 25 февраля 2015 года № 143 об утверждении Правил пользования электрической энергией.

26. Исключены проектные решения по автоматической пожарной сигнализации насосной станции этиленгликоля (не предусмотрены требованиями СН РК 2.02-11-2002*).

Вентиляция ТЭЦ-2 ВКЦ

27. Указаны в общих данных технические условия на теплоснабжение вентустановок, указана расчетную кратность воздухообмена котельного зала с учетом требований п. 5.3.2.13.5 СН РК 4.02-05-2013.

28. Представлено согласование принятых решений специалистами АО «А-Э» с указанием ФИО, подписи, должности и даты.

29. План расположения вентоборудования выполнен на топооснове с учетом существующих подземных и наземных инженерных коммуникаций, и сооружений согласно СПДС.

30. Указаны на плане установок приточно-вытяжных систем габариты оборудования систем ПВ. Указаны места размещения и сечения воздухозаборных шахт наружного воздуха и вытяжных шахт удаляемого воздуха с учетом требований п. 8.5 СП РК 4.02-101-2012.

31. Для воздухозаборных шахт приточных установок предусмотрено размещение воздухозаборных отверстий на отметке не ниже 2 м от поверхности земли согласно п. 7.3.3 СП РК 4.02-101-2012.

32. Для снижения металлоемкости системы и уменьшения сечения воздуховодов 2400х2000 мм принята максимально допустимая скорость в воздуховодах для промпредприятий 12 м/с, сечение уменьшено до 1600х1600 мм.

33. Указаны отметки воздуховодов для каждой вентустановки с учетом отметок пересекаемых существующих газоходов.

34. Указаны опорные конструкции воздуховодов, отметки и шаг размещения.

35. Места пересечений воздуховодов с дымоходами взаимоувязаны на плане и разрезе с учетом существующих отметок их расположения.

36. Размещение воздухозаборных шахт наружного воздуха и вытяжных шахт удаляемого воздуха принято с учетом требований п. 8.5 СП РК 4.02-101-2012. - не менее 10 м по горизонтали или на 6 м по вертикали.

37. Указан на схемах под полкой-выноской с сечением воздуховода расход воздуха согласно СПДС.

38. На схемах вентсистем указан забор наружного воздуха, отметка приемного отверстия, выброс отработанного воздуха и его отметка с учетом требований п. 7.3.3 и п. 8.5 СП РК 4.02-101-2012.

39. Предусмотрена изоляция воздуховодов и крепление воздуховодов к опорным конструкциям.

Отопление и вентиляция блочно-модульного теплового пункта с насосной

40. Принята расчетную температуру наружного воздуха для систем отопления и вентиляции, соответствующую параметрам «Б» согласно п. 5.3.1 СП РК 4.02-101-2012 и СП РК 2.04-01-2017 табл. 3.1 гр.5 и табл. 3.15 равной минус 31.2^{0}С взамен указанной минус 25.5^{0}С.

41. Дополнены общие данные основными показателями с указанием расчетного расхода на отопление согласно СПДС.

42. Выполнено согласование принятых решений в части размещения вентустановок на площадке водогрейной котельной АО «Астана-Энергия» на листе ОВ-3.

Тепловые сети

43. Выполнено согласование принятых решений в части точки подключения теплоносителя и трассы тепловых сетей АО «Астана-Энергия» на листе ТС-5.

44. Трубопроводы систем теплоснабжения отнесены к IV категории взамен указанной V категории согласно приложению 1 «Требований промышленной безопасности трубопопроводов пара и горячей воды».

45. Дополнены общие данные расчетными тепловыми потоками с указанием расхода на теплоснабжение приточных установок водогрейной котельной и отопление блок-модуля теплового пункта согласно СПДС.

46. План тепловых сетей выполнен на генплане с учетом откорректированной топоосновы с нанесением существующих инженерных коммуникаций согласно СПДС.

47. Указана привязка теплосети от края дороги, ограждения резервуаров и т.д. согласно МСН 4.02-02-2004 и СПДС. Указан на профилях уровень грунтовых вод, пересекаемые существующие сети согласно СПДС.

48. Дополнены проектные решения разделом СОДК согласно заданию на проектирование.

49. Исключена прокладка туб в оцинкованной оболочке в каналах согласно разделу 1 ГОСТ 30732-2006 и п. 5.14 МСН 4.02-03-2004.

Сметная стоимость

50. Расценки приведены в соответствие с проектом.

51. Стоимость материалов, принятых по прайс-листам приведены в соответствие с предоставленным перечнем, утвержденным заказчиком.

52. Объемы работ в сметной документации приведены в соответствие с принятыми проектными решениями.

7.2 Оценка принятых решений

Рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана» разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

В рабочем проекте учтены современные требования по качеству и рациональности конструктивных и других проектных решений.

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

В рабочем проекте, согласно имеющимся возможностям, применены местные строительные материалы, изделия, и продукция, изготавливаемая на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.1. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной и взрывной безопасности, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственности объекта – I (повышенный).

На рабочий проект получено заключение государственной экологической экспертизы РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» от 17 октября 2019 года № Z1-0012/18.

Рабочий проект соответствует требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года № 237; санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года № 177.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1	Реконструкция котлов ст. № 1-6 и АСУ ТП	шт.	6	6
2	Расход газа на котлы ст. № 1-6	$м^3$/час	72 000	72 000
3	Приточно-вытяжная установка производительностью 101160 $м^3$/час (10 рабочих, 1 резервная)	компл.	11	11
4	Блочно-модульный тепловой пункт с насосной этиленгликоля полной заводской готовности	компл.	1	1
5	Общая протяженность газопровода Ду700 мм	м	522	522
6	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2019-2021 гг. всего в том числе: СМР оборудование	млн. тенге	5168,016 1653,920 2598,406 915,688	4534,705 1086,953 2619,376 828,376

	прочие			
7	Из них: 2019 г. (ПИР, экспертиза) 2020 г. 2021 г.	млн. тенге		209,807 3131,783 1193,115
8	Нормативная продолжительность строительства	мес.	12	12
в том числе: **1 пусковой комплекс**				
10	Общая протяженность газопровода Ду700 мм	м	522	522
11	Реконструкция котлов ст. № 1, 3, 5 и АСУ ТП	шт.	3	3
12	Расход газа на котлы ст. 1,3, 5	м^3/час	36 000	36 000
13	Приточно-вытяжная установка производительностью 100000 м^3/час (10 рабочих, 1 резервная)	компл.	11	11
14	Блочно-модульный тепловой пункт с насосной этиленгликоля полной заводской готовности	компл.	1	1
15	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2019-2020 гг. всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	3920,367 1242,024 1951,294 727,049	3341,590 972,088 1721,520 647,982
16	Из них: 2019 г. (ПИР, экспертиза) 2020 г.	млн. тенге		209,806 3131,783
17	Нормативная продолжительность строительства	мес.	9	9
2 пусковой комплекс				
18	Реконструкция котлов ст. № 2, 4, 6 и АСУ ТП	шт.	3	3
19	Расход газа на котлы ст. 2,4,6	м^3/час	36 000	36 000
20	Расход газа на полную мощность ст. №1-6	м^3/час	72 000	72 000
21	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2021 г. всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	1247,647 411,896 647,112 188,639	1193,115 114,865 897,856 180,394
22	Нормативная продолжительность строительства	мес.	3	3

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана» соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

реконструкция котлов ст. № 1-6 и АСУ ТП - 6 шт.
расход газа на котлы ст. № 1-6 - 72 000 м^3/час;
приточно-вытяжная установка производительностью
101160 м^3/час (10 рабочих, 1 резервная) - 11 компл.;
блочно-модульный тепловой пункт с насосной этиленгликоля
полной заводской готовности - 1 компл.;
общая протяженность газопровода Ду700 мм - 522 м;
общая сметная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах 2019-2021 гг. всего - 4534,705 млн. тенге,
в том числе: СМР - 1086,953 млн. тенге,
оборудование - 2619,376 млн. тенге,
прочие - 828,376 млн. тенге,
нормативная продолжительность строительства - 12 мес.

в том числе:

1 пусковой комплекс

общая протяженность газопровода Ду700 мм	- 522 м;
реконструкция котлов ст. № 1, 3, 5 и АСУ ТП	- 3 шт.;
расход газа на котлы ст. 1,3, 5	- 36 000 м^3/час;
приточно-вытяжная установка производительностью 100 000 м^3/час (10 рабочих, 1 резервная)	- 11 компл.;
блочно-модульный тепловой пункт с насосной этиленгликоля полной заводской готовности	- 1 компл.;
общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2019-2020 гг. всего	- 3341,590 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 972,088 млн. тенге,
оборудование	- 1721,520 млн. тенге,
прочие	- 647,982 млн. тенге,
нормативная продолжительность строительства	- 9 мес.

2 пусковой комплекс

реконструкция котлов ст. № 2, 4, 6 и АСУ ТП	- 3 шт.;
расход газа на котлы ст. 2,4,6	- 36 000 м^3/час;
расход газа на полную мощность ст. №1-6	- 72 000 м^3/час;
общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2021 г., всего	- 1193,115 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 114,865 млн. тенге,
оборудование	- 897,856 млн. тенге,
прочие	- 180,394 млн. тенге,
нормативная продолжительность строительства	- 3 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Астана-Энергия» в соответствии с условиями договора от 15 августа 2019 года № 01-1404.

3. Заказчик при приемке документации по рабочему проекту от проектной организации должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

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

5. Согласно проектным решениям 1 и 2 пускового комплексов 1 очереди строительства газификации города Астаны (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19), объем потребления газа для водогрейной котельной ТЭЦ-2 определен в размере 72 000 нм^3/час. При пиковых нагрузках и недостаточном объеме природного газа предусмотрено сжигание резервного топлива – каменного угля согласно письму АО «Астана-Энергия» от 31 мая 2019 года № 21-12/1784.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Астана қаласында ішкі станциялық газ таратуды орналастыра отырып, табиғи газ бен көмірді бірге жағу үшін 2-ЖЭО №№1÷6 ст. КВ-Т-139,6-150 су жылыту қазандықтарын реконструкциялау» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілердің және мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесі негізгі техникалық экономикалық көрсеткіштерімен бекіту үшін ұсынылады:

ТПБАЖ және № 1-6 ст. қазандықтарын реконструкциялау - 6 дана

№ 1-6 ст. қазандықтарына газ шығысы	- 72 000 м^3/сағ.;
өнімділігі сағатына 101160 м^3 ағынды-сорғылы қондырғы	
(10 жұмыс, 1 резервтік)	- 11 жиынтық;
толық зауытта дайындалған этиленгликоль	
сорғы блокты-модульдік жылу пункті	- 1 жиынтық;
Ду700 мм газ құбырының жалпы ұзындығы	- 522 м;
2019-2021 жж. ағымдағы және	
болжамдық бағалардағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 4534,705 млн. теңге,
соның ішінде: ҚМЖ	- 1086,953 млн. теңге,
жабдық	- 2619,376 млн. теңге,
өзгелері	- 828,376 млн. теңге,
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 12 ай.
соның ішінде:	
1-іске қосу кешені	
Ду700 мм газ құбырының жалпы ұзындығы	- 522 м;
ТПБАЖ және № 1, 3, 5 ст. қазандықтарын реконструкциялау	- 3 дана;
1,3, 5 ст. қазандықтарына газ шығысы	- 36 000 м^3/сағ.;
өнімділігі сағатына 100 000 м^3 ағынды-сорғылы қондырғы	
(10 жұмыс, 1 резервтік)	- 11 жиынтық;
толық зауытта дайындалған этиленгликоль	
сорғы блокты-модульдік жылу пункті	- 1 жиынтық;
2019-2020 жж. ағымдағы және	
болжамдық бағалардағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 3341,590 млн. теңге,
соның ішінде: ҚМЖ	- 972,088 млн. теңге,
жабдық	- 1721,520 млн. теңге,
өзгелері	- 647,982 млн. теңге,
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 9 ай.
2-іске қосу кешені	
ТПБАЖ және № 2,4,6 ст. қазандықтарын реконструкциялау	- 3 дана;
2,4,6 ст. қазандықтарға газ шығысы	- 36 000 м^3/сағ.;
№1-6 ст. толық қуатындағы газ шығысы	- 72 000 м^3/сағ.;
2021 ж. ағымдағы және болжамдық бағалардағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 1193,115 млн. теңге,
соның ішінде: ҚМЖ	- 114,865 млн. теңге,
жабдық	- 897,856 млн. теңге,
өзгелері	- 180,394 млн. теңге,
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 3 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдар (деректер) ескеріле отырып орындалды, олардың дұрыстығына 2019 жылғы 15 тамыздағы № 01-1404 шарт талаптарына сәйкес «Астана-Энергия» АҚ кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жұмыс жобасы бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оны осы сараптама қорытындысына сәйкестігіне тексеруі тиіс.

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

5. Астана қаласын газдандыру құрылысының 1-кезегінің 1 және 2-іске қосу кешендерінің жобалау шешімдеріне сәйкес («Мемсараптама» РМК-нің 2019 жылғы

18 қаңтардағы № 01-0028/19 қорытындысы), 2-ЖЭО су жылыту қазандығы үшін газ тұтыну көлемі сағатына 72 000 нм^3 мөлшерінде белгіленген. «Астана-Энергия» АҚ-ның 2019 жылғы 31 мамырдағы № 21-12/1784 хатына сәйкес, қауырт жүктемелер және табиғи газдың жеткіліксіз көлемі кезінде резервтік отын – тас көмірді жағу көзделген.

Карагойшин Т.Д.

Генеральный директор

Кажиякбарова И.Т.

Начальник отдела

Асанова Г.З.

Начальник управления

Чукпарова А.У.

Начальник отдела

Жексенбай А.

Начальник отдела

Хван К.А.

Советник Генерального директора по техническим вопросам

Иманбаев С.Б.

Начальник управления экспертизы проектов

Кажкенов К.Ж.

Заместитель генерального директора по информационным технологиям

Ким А.П.

Эксперт

Бердашев Б.Ж.

Эксперт

Жоламан А.Ж.

Руководитель сектора

Цечоева М.А.

Эксперт

Танина Г.В.

Эксперт

Жармаханов Б.К.

Эксперт

Искалиев А.Н.

Эксперт

Заиченко Н.И.

Руководитель экспертной группы

Кочетова С.В.

Руководитель сектора

Номер: Z1-0012/18
Дата: 17.10.2019

«ҚАЗАҚСТАНРЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ НҰР-СҰЛТАН ҚАЛАСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РММ

010000, Нұр-Сұлтан қаласы, Сарыарқа ауданы. Ыкылас Дүкенұлы көшесі, 23/1 үйіқаб.тел: 8(7172) 39-59-78, кеңсе (факс): 8(7172) 22-62 74
nur-ecodep@ecogeo.gov.kz

РГУ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО ГОРОДУ НУР-СУЛТАН КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

010000, город Нур-Султан, район Сарыарка. улица Ыкылас Дукенулы, дом 23/1
пр.тел: 8(7172) 39-59-78,
канцелярия(факс): 8(7172) 22-62 74
nur-ecodep@ecogeo.gov.kz

АО «Астана-Энергия» г. Астана, район Байқоңыр, промзона ТЭЦ-2

Заключение государственной экологической экспертизы наРП "Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана"

Материалы разработаны: «Товарищество с ограниченной ответственностью "ПСК Градцентр"»

Заказчик материалов проекта: «АО «Астана-Энергия», г. Астана, район Байқоңыр, промзона ТЭЦ-2, телефоны: 8(7172) 92, 60 51, 92-60-52

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- проект Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.NoNo1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия»
- Программа (план) мероприятий по охране окружающей среды на 2020-2021 г.
- протокол общественных слушаний по разделу ОВОС к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия», «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия»

Материалы поступили на рассмотрение «09.08.2019» года, входящий № «Z1-03/00012».

Общие сведения

«Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» выполнена для всестороннего рассмотрения возможного влияния экологического (воздействие на атмосферный воздух, подземные и поверхностные воды, недра, почвы, растительный и животный мир), экономического и социального характера, связанного с проведением проектируемых работ. Рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания

природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» разработан ТОО «ПСК Градцентр».

Рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» выполнен на основании договора № 72/18-8 А-Э от 02.07.2018 г., в соответствии с техническим заданием на проектирование, утвержденным заказчиком.

ТЭЦ-2 занимает важное место в системе централизованного теплоснабжения г. Астаны. В настоящее время акиматом г. Астаны было инициировано проектирование систем газоснабжения города Астаны.

Проект газификации столицы предусматривает, в том числе реконструкцию ТЭЦ-2, с переводом водогрейных котлов ТЭЦ на сжигание природного газа с сохранением возможности работы на угле. Реализация данного проекта позволит существенно улучшить топливно-энергетический баланс и экологическое состояние окружающей среды города.

В настоящем проекте рассмотрены основные технические и конструктивные решения, принимаемые АО «Астана-Энергия» с целью охраны окружающей среды. Проект разработан в соответствии с требованиями действующих норм, правил, инструкций и государственных стандартов.

Так как в рабочем проекте рассматриваются только работы по реконструкции котлов, по другим источникам загрязнения предприятия, перечисленным в проекте ПДВ, согласованном заключением ГЭЭ № KZ87VCY00101047 от 06.11.2017 г. корректировка не проводилась. В проекте учтены 3 действующих источника выбросов и 1 новый (0081-выбросы ЗВ при технологических продувках).

Предложенные нормативы выбросов рекомендуется учитывать при корректировке тома ПДВ и получении разрешения на эмиссии в окружающую среду. Так как ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» является действующим предприятием, источники выброса загрязняющих веществ существующие, расчёт рассеивания проводился с учетом всех действующих источников выбросов предприятия.

Объем выбросов загрязняющих веществ на период строительства проектируемого объекта с учетом выбросов от автотранспорта составит 1.2765067 г/сек, 2.0536544 т/год, без учета выбросов от автотранспорта 1.0075897 г/сек, 1.7109694 т/год.

Объем выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации проектируемого объекта составит 114.12843163 г/сек, 652.620903 т/год.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ на период реконструкции и эксплуатации

объекта выполнены в соответствии с исходными и сметными данными по состоянию на 01.04.2019 г.

При реконструкции ТЭЦ-2 с переводом котлов на газовое топливо, выбросы загрязняющих веществ уменьшатся по сравнению с установленными нормативными: по диоксиду азота на 222,50125 г/сек, 1184,99236 т/год, по оксиду азота на 36,15793 г/сек, 192,56169 т/год, по диоксиду серы на 640,63975 г/сек, 3234,76772 т/год. Выбросы пыли неорганической 70-20% двуокиси кремния при сжигании газового топлива отсутствуют, образом, переход на газовое топливо позволяет полностью исключить выбросы пыли неорганической 70-20% двуокиси кремния. Выбросы оксида углерода при сжигании газового топлива уменьшатся по сравнению с установленными нормативными на 6,26225 г/сек, валовый выброс оксида углерода увеличится на 115,05164 т/год.

Все отходы, образующиеся в процессе строительства, временно размещаются в специально отведенных местах для размещения отходов предприятия на существующих оборудованных площадках, с последующей передачей их специализированным организациям.

Объем отходов, образующихся при эксплуатации ТЭЦ - 2, учтен в действующем проекте нормативов размещения отходов производства и потребления для ТЭЦ -2 АО «Астана Энергия», согласованным заключением ГЭЭ № KZ36VCY00099637 от 21.08.2017 г. и настоящим проектом не рассматривается.

Образование иных, кроме указанных, видов отходов производства и потребления в процессе намечаемой деятельности не прогнозируется.

Оценка воздействия на окружающую среду» к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» выполнена на 2020 – 2021 гг.

Технические решения проекта соответствуют современным требованиям нормативных документов в части охраны окружающей среды, промсанитарии, противопожарных мероприятий и рекомендациям научно-исследовательских организаций.

На основании приведённых в настоящей работе материалов и изучения воздействия намечаемой деятельности на компоненты природной среды можно сделать следующие выводы:

- Воздействие на воздушный бассейн оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на подземные и поверхностные воды оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на состояние недр оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на почвенный покров оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на растительный мир оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на животный мир оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на социально – экономическую среду оценивается как низкой значимости.

Исходя из вышеизложенного, следует, что предусмотренные природоохранные мероприятия обеспечивают соответствие параметров намечаемых работ допустимым санитарно-гигиеническим и экологическим нормам.

В соответствие с вышеизложенным, проведение работ по реконструкции водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения АО «Астана-Энергия» принимается целесообразным.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду (ОВОС)

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Физико-географические условия

Площадка ТЭЦ-2 расположена на северо-восточной окраине г.Астана, в промышленной зоне города и окружена действующими промышленными предприятиями и складами.

В геоморфологическом отношении промплощадка ТЭЦ-2 представляет участок древней аккумулятивной равнины, переходящей в мелкосопочник. Рельеф равнинный, имеет степную растительность и небольшие озерца. Вблизи водоемов происходит заболачивание окружающей местности, вследствие инфильтраций.

Территория площадки имеет относительно ровную поверхность с отметками рельефа 356,85-357,70 м. в Балтийской системе высот.

В геологическом строении района принимают участие четвертичные суглинки и пески делювиально-пролювиального генезиса, которые подстилаются пестроцветными глинами неогенового возраста и корой выветривания триас-юрского возраста, состоящей из дисперсного элювия (сапролитов) - продуктов разложения и выщелачивания аргиллитов и песчаников. Площадка повсеместно покрыта техногенными насыпными грунтами, образованными при строительстве.

Климатические условия

Климат района резко континентальный с долгой, холодной зимой и коротким, жарким летом. На территорию города Астана поступают воздушные массы 3-х основных типов: арктического, полярного, тропического. В холодное время года погоду определяет преимущественно западный отрог азиатского антициклона. Зимой устанавливается ясная погода. Антициклональный режим обычно сохраняется весной, что приводит к сухой

ветреной неустойчивой погоде с высокой дневной температурой воздуха и ночными заморозками.

Весна наступает обычно наступает во 2-й половине марта и длится 1,5-2 месяца. Повышение температуры до 0 ºС отмечается преимущественно в начале апреля. Прекращение заморозков ночью наблюдается с 10-19 апреля (ранние сроки). Зима довольно продолжительная, в некоторые годы продолжительность зимы в Астане составляет 5,0-5,5 месяца. Осень наступает в начале сентября, длится до конца октября и отличается большей сухостью, чем лето.

Исследуемый район характеризуется устойчивыми сильными морозами в зимний период, интенсивным повышением температуры в короткий весенний период и высокими температурами летом. Переход среднесуточной температуры воздуха через 5 ºС весной обычно происходит в третьей декаде апреля, осенью – в первой декаде октября. В летнее время над степными пространствами под влиянием интенсивного прогревания воздуха устанавливается безоблачная сухая, жаркая погода. Самый жаркий месяц – июль со среднемесячной температурой 20,3 ºС. В жаркие дни температура воздуха может повышаться до 40-42 ºС, средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца составляет 27 ºС.

В первой декаде сентября начинаются устойчивые заморозки, в это же время бывают самые ранние снегопады. Количество дней с морозами до -25 ºС и ниже колеблется от 10-14 до 38-45 дней в году, а в некоторые годы до 18-20 дней за месяц. Самым холодным месяцем является январь, со среднемесячной температурой -17,2 ºС. В отдельные суровые зимы температура может понижаться до -49-52 ºС (абсолютный минимум), но вероятность возникновения такой температуры довольно низка (не выше 5%). Средняя минимальная температура самого холодного месяца – января составляет -22ºС.

Расчетная температура самой холодной пятидневки по г. Астана составляет -35 ºС. Продолжительность теплого периода 194-202 дня, холодного 163-171 день. Безморозный период 105-130 дней. Продолжительность отопительного периода по г. Астана, согласно СНиП РК 2.04.01-2010 "Строительная климатология", составляет 216 суток.

Среднегодовое количество осадков по г. Астана составляет около 326 мм. По сезонам года величина выпадающих осадков распределяется неравномерно: наибольшее их количество выпадает в теплый период года (май-сентябрь) 238 мм, с максимумом в июле. Жидкие осадки, в связи с этим, составляют 65% общего их объема, твердые – около 25%, смешанные – около 10%.

Устойчивый снежный покров образуется во второй декаде ноября, средние сроки разрушения устойчивого снежного покрова – третья декада марта. Среднегодовая высота снежного покрова составляет около 22 см, число дней со снежным покровом 140-160. На исследуемой территории при ветрах юго-восточной четверти отмечаются атмосферные засухи. Среднее число с засухой может составить 50-60 дней (максимальное 113 дней). Сильные засухи в районе г. Астана наблюдались в 1955, 1957, 1961-63, 1965, 1967, 1982 и 1984 годах.

В холодное время года режим ветра определяется, в основном, влиянием западного отрога сибирского антициклона, в теплое время – слабо выраженной барической депрессией. На территории исследуемого района преобладают З, ЮЗ и Ю ветры (годовая повторяемость около 51%). Причем в теплый период года отмечается уменьшение повторяемости ветров Ю и ЮЗ румбов и увеличивается повторяемость ветров В и СВ направлений. Номер района по средней скорости ветра в зимний период – 5, номер района по давлению ветра – III.

Среднегодовая скорость ветра составляет 4,8 м/с. Наиболее сильные ветры отмечаются в холодный период года. Максимальная, отмеченная в г. Астана скорость ветра составляет 36 м/с. Наибольшей повторяемостью (более 50%) отличаются ветры со скоростями 2-5 м/сек. Наибольшие среднемесячные значения скорости ветра приходятся на март.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на воздушную среду

Современное состояние воздушной среды характеризуется следующими факторами:

- наличие загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух и их концентраций;
- наличие источников химического загрязнения;
- уровень электромагнитного излучения;
- уровень шумового воздействия;
- радиационный фон.

Влияние, оказываемое на воздушную среду при реконструкции ТЭЦ-2 АО «Астана-Энерго», в рассматриваемом проекте будет связано с выбросами загрязняющих веществ при планировке территории, сварочных, покрасочных работах и работе строительных машин.

Нумерация источников загрязнения произведена с учетом действующего проекта нормативов предельно – допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу ТЭЦ-2 г. Астана АО «Астана-Энергия» (заключение ГЭЭ № KZ87VCY00101047 от 06.11.2017 г.).

Отрицательное воздействие на атмосферный воздух в период реконструкции котлов ТЭЦ-2 будут оказывать:

- выбросы ЗВ при земляных работах (6101, 6102);
- выбросы ЗВ при пересыпке строительных материалов (песка природного, щебня, ПГС) (ист. 6103);
- выбросы ЗВ при битумных работах (ист. 6104);
- выбросы ЗВ при электросварочных работах (ист. 6105);
- выбросы ЗВ при проведении покрасочных работ (ист. 6106);
- выбросы при проведении газорезочных и газосварочных работ (ист. 6107);
- выбросы ЗВ при въезде – выезде автотранспорта (ист. 6108).

Основными выделяемыми загрязняющими веществами при реализации решений проекта будут: пыль неорганическая: 70-20% $Si0_2$, углерода оксид, азота (IV) диоксид, азота (II) оксид, углерод (сажа), сера диоксид, керосин, взвешенные частицы PM10, железа оксиды, марганец и его соединения, фтористые газообразные соединения, диметилбензол, уайт-спирит, углеводороды предельные С12-С19.

Воздействие на воздушный бассейн при эксплуатации рассматриваемого объекта происходит в процессе реализации деятельности по производству тепловой энергии ТЭЦ-2.

Отрицательное воздействие на атмосферный воздух в период эксплуатации котлов ТЭЦ-2 после их реконструкции будут оказывать:

- выбросы ЗВ при сжигании топлива (ист. 0023, 0024, 0047);
- выбросы ЗВ при технологических продувках (ист. 0081).

Выбросы ЗВ в атмосферу через неподвижные соединения возможны только при нарушении правил изготовления, монтажа или эксплуатации установок. При нормальном режиме эксплуатации выбросы отсутствуют, в связи с этим, расчет выбросов ЗВ в атмосферу от неподвижных уплотнений не проводится.

Выделяемыми загрязняющими веществом при эксплуатации рассматриваемого объекта будут: азота диоксид, азот оксид, сера диоксид, углерод оксид, смесь углеводородов предельных С1-С5, метантиол.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ на период реконструкции и эксплуатации объекта выполнены в соответствии с исходными и сметными данными по состоянию на 01.04.2019 г.

Реализация мероприятий по предотвращению выбросов в атмосферный воздух на уровне, соответствующем передовому мировому опыту

Одним из этапов оценки величины и значимости воздействий на атмосферный воздух является разработка комплекса смягчающих мероприятий. В соответствие с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» вариативность мер по снижению и предотвращению воздействий

включает: предотвращение у источника; снижение у источника; уменьшение на месте; ослабление у рецептора; восстановление или исправление; компенсация возмещением.

Реализация мероприятий по охране атмосферного воздуха, в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды, позволяет обеспечить соблюдение либо снижение нормативов предельно допустимых выбросов и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн в ходе производственной деятельности предприятия.

В 2018 году Акиматом г. Астана было инициировано проектирование систем газоснабжения города Астаны. Проект газификации столицы предусматривает в том числе реконструкцию ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия» с переводом водогрейных котлов ТЭЦ на сжигание природного газа с сохранением возможности работы на угле.

Реализация данного проекта - «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» позволит существенно улучшить топливно-энергетический баланс и экологическое состояние окружающей среды города.

В экологическом отношении природный газ является самым чистым видом минерального топлива. При его сгорании образуется значительно меньшее количество вредных веществ по сравнению с другими видами топлива.

При использовании природного газа практически отсутствуют выбросы сернистых веществ, а оксидов азота в расчете на единицу энергии выделяется в несколько раз меньше, чем у угля. Кроме того, отсутствует образование золы и сажи, поэтому перед теплоэлектростанциями, работающими на природном газе, не стоит проблема утилизации отходов, оставшихся после сжигания топлива.

Таким образом, природный газ является эффективным и относительно дешевым способом сократить вредные выбросы предприятия.

В целом, для создания нормальных санитарно-гигиенических условий труда и обеспечения минимального уровня воздействия на атмосферный воздух проектом предусмотрено осуществление следующих мероприятий превентивного характера:

- реконструкция котлов с переводом их на газовое топливо;
- для борьбы с пылью применять орошение водой рабочих площадок;
- для предупреждения загрязнения воздуха производить проверку двигателей всех машин на токсичность выхлопных газов;
- запрещать выпуск на линию автомашин и техники, в которых выхлопные газы не соответствуют действующим нормам;
- соблюдать правила пожарной безопасности при производстве работ.

Таким образом, с учетом специфики намечаемой деятельности принимается, что проектируемая технологическая схема производства работ соответствует современному опыту в данной сфере хозяйства.

Характеристика мероприятий по регулированию выбросов в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

При разработке раздела ОВОС необходимо рассмотреть снижение выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), так как в это время ухудшается рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере, что способствует созданию наиболее высоких концентраций примесей в ее приземном слое. Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, организации, учреждения, имеющие стационарные источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями Казгидромета проводятся или планируется проведение прогнозирования НМУ.

Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу в связи с выполнением дополнительных мероприятий допускается в тех случаях, когда угроза интенсивного скопления примесей в приземном слое атмосферы особенно велика. Мероприятия по

регулированию выбросов при НМУ разрабатываются только для веществ, выбросы которых создают максимальные приземные концентрации на границе санитарно-защитной зоны или ближайшей жилой застройки более 0,1 ПДК.

Предупреждения о повышении уровня загрязнения воздуха в связи с ожидаемыми НМУ составляют в прогностических подразделениях РГП «Казгидромет». В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения трех степеней, которым соответствуют три режима работы предприятия в периоды НМУ.

При первом режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 10-15 %. Эти мероприятия носят организационно-технический характер, их можно быстро осуществить, они не приводят к снижению производительности предприятия. На предприятии усиливается контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, усиливается контроль за герметичностью газоходных систем.

Интенсифицируется влажная уборка помещений.

При втором режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 20 %. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

При третьем режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40 %. Мероприятия третьего режима включают в себя мероприятия для первого и второго режимов, а также мероприятия, осуществление которых позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ за счет временного сокращения производительности предприятия.

Так как предприятие расположено в населенной местности, где отмечаются НМУ, разработаны мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на периоды неблагоприятных метеоусловий.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

Гидрогеологические условия района

Гидрографическая сеть в данном районе представлена р. Ишим. Длина реки от истока до северной границы Республики Казахстан 1607 км. Длина реки от истока до г. Астаны 209 км, площадь водосбора 7400 км2, средний уклон водной поверхности 0,001. Абсолютные отметки уреза воды в реке изменяются от 505 м до 340 м. Имея большую площадь водосбора, река Ишим сохраняет небольшой сток до самых осенних дождей. Речной сток р. Ишим формируется в основном за счет талых вод и атмосферных осадков, доля грунтового потока составляет незначительный процент. Средний годовой расход воды при естественном режиме равен 6,28 м /с. С 1970 года река зарегулирована Астанинским (Вячеславским) водохранилищем, и режим реки определяется преимущественно за счет попусков из него. Во время высоких половодий, при аварийном сбросе из Вячеславского водохранилища происходит затопление значительных территорий, в основном левобережной поймы.

На исследуемой площадке прослеживаются подземные воды типа «верховодка», которые имеют повсеместный характер распространения в насыпных грунтах. В верхней части неогеновых глин прослеживаются подземные воды трещинно-капиллярного типа, которые имеют локальный (линзовидный) характер распространения и дополнительно аккумулируются в прослоях песка. Данные воды в неогеновых глинах имеют гидравлическую связь и идентичный химический состав с «верховодкой». На площадке, в период изысканий отмечен уровень подземных вод на глубине 1,80÷1,90м. с абсолютными отметками 351,50÷351,54м. Амплитуда сезонного колебания уровня достигает 0,6м. с максимумом в апреле-мае и минимумом в декабре-январе.

Характеристика современного состояния водного бассейна в районе размещения площадки

Объект расположен за пределами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов. Поверхностный водоем города – река Ишим – протекает на расстоянии более 1000 м от границы территории ТЭЦ-2.

Водоснабжение и водоотведение

Системы водоснабжения и водоотведения

Водоснабжение предприятия осуществляется от общегородских сетей водопроводов хозпитьевой и технической воды.

Источником хозпитьевой воды города является Вячеславское водохранилище. Источником технической воды города является р. Ишим. При проведении рассматриваемых работ источники водоснабжения ТЭЦ-2 сохраняются. Баланс водопотребления и водоотведения ТЭЦ-2 после проведения рассматриваемых работ не меняется.

На период эксплуатации источником хозяйственно – питьевого водоснабжения будет являться существующий хозпитьевой водопровод.

На период проведения строительно-монтажных работ вода будет использоваться на хозбытовые нужды рабочих и на технические нужды.

Основные объекты потребления воды (технической) на период эксплуатации на ТЭЦ-2 – это оборудование главного корпуса: котлоагрегаты, турбины и вспомогательное оборудование.

Техническая вода используется для подпитки прямоточной и оборотной систем водоснабжения, для внутреннего пожаротушения главного корпуса. Пожаротушение осуществляется от пожарных гидрантов, расположенных на водопроводной сети.

Водоснабжение на период строительства – привозной водой.

Канализация на период строительства – существующие сети.

Водоснабжение и водоотведение ТЭЦ-2 на период эксплуатации производится без изменения, от существующих сетей водопровода и канализации.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды района

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды включает рассмотрение потенциальной вероятности воздействия по ряду критериев, основными из которых для рассматриваемого объекта будут являться:

- вероятность загрязнения поверхностных вод путем сбросов сточных вод в водные объекты;
- вероятность воздействия на гидрологический режим поверхностных водотоков;
- вероятность воздействия на ихтиофауну.

Участок проведения работ находится за пределами водоохранных полос водных объектов. Водные объекты на территории площадки и на расстоянии 500 м от площадки отсутствуют. Непосредственно на участке работ открытых водоисточников (рек, ручьев и ключей) нет.

Сбросов сточных вод в водные объекты проектом не предусматривается. Мойка машин и механизмов на территории участка проектируемого объекта запрещена. Строительство стационарного склада ГСМ на участке не предусматривается.

Таким образом, принятые превентивные меры позволяют исключить возможность засорения и загрязнения водных объектов района.

В общем виде оценка последствий загрязнения поверхностных вод осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК 29 октября 2010 г. № 270-п).

Таким образом, общее воздействие намечаемой деятельности на подземные воды оценивается низкой значимостью воздействия (допустимое).

Намечаемая деятельность вредного воздействия на качество подземных вод и вероятность их загрязнения не окажет. Общее воздействие намечаемой деятельности на подземные воды оценивается как допустимое (низкая значимость воздействия).

Оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды района

Для предотвращения загрязнения подземных вод проектом предусматриваются следующие водоохранные мероприятия:

1. Соблюдение норм ведения строительных работ, принятых проектных решений.
2. Сбор и временное хранение бытовых отходов на специально обустроенной площадке с твердым покрытием.
3. Применение на всех видах работ технически исправных машин и механизмов с отрегулированной топливной арматурой, исключающей потери ГСМ и попадание горюче-смазочных материалов в грунт.
5. Бытовые стоки собираются отводятся в существующие сети.

Оценка последствий воздействия на подземные воды осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК 29 октября № 270-п).

Оценка воздействия намечаемой деятельности на недра

Участки недр и земная поверхность, на которых проводятся работы, не представляет особую экологическую, научную, культурную и иную ценность и не являются охраняемой природной территорией с правовым режимом особой охраны и регулируемым режимом хозяйственной деятельности для сохранения объектов природно-заповедного фонда. По специфике намечаемой деятельности потребность проектируемого объекта в минеральных и сырьевых ресурсах в период строительства и эксплуатации исключается. Разработка дополнительных мероприятий по охране недр не требуется.

Оценка последствий воздействия на недра осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК 29 октября № 270-п).

Перечень образующихся отходов производства и потребления

Принятая технологическая схема работ предусматривает образование следующих отходов производства и потребления в период строительства рассматриваемого объекта:

- ТБО;
- огарки сварочных электродов;
- строительный мусор.

Объем отходов, образующихся при эксплуатации ТЭЦ -2, учтен в действующем проекте нормативов размещения отходов производства и потребления для ТЭЦ -1 АО «Астана Энергия», согласованным заключением ГЭЭ № KZ36VCY00099637 от 21.08.2017 г. и настоящим проектом не рассматривается.

Образование иных, кроме указанных, видов отходов производства и потребления в процессе намечаемой деятельности не прогнозируется.

Классификация отходов производства и потребления

Классификация отходов производства и потребления производится на основании Классификатора отходов, утвержденного приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 31 мая 2007 года № 169-п. Кодировка отходов учитывает область образования, способ складирования (захоронения), способ утилизации или регенерации, потенциально опасные составные элементы, уровень опасности, отрасль экономики, на объектах которой образуются отходы. В соответствии с Базельской конвенцией о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением для целей транспортировки, утилизации, хранения и захоронения устанавливаются 3 уровня опасности отходов:

1) Зеленый – индекс G;
2) Янтарный – индекс A;

3) Красный – индекс R.

Для отходов, образующихся в период строительства очистных сооружений карьерных вод рудника «Караджал», определяются уровни опасности.

- твердые бытовые отходы: уровень опасности отхода – GO 060, зеленый;
- огарки сварочных электродов: уровень опасности отхода – GA 090, зеленый;
- строительный мусор: уровень опасности отхода – GG 170, зеленый.

Объем отходов, образующихся при эксплуатации ТЭЦ -2, учтен в действующем проекте нормативов размещения отходов производства и потребления.

Особенности предотвращения загрязнения территории отходами

Проектом приняты мероприятия по предотвращению загрязнения территории объекта образующимися отходами производства и потребления:

При производстве работ не используются химические реагенты, все механизмы обеспечиваются маслоулавливающими поддонами. Заправка механизмов и автотранспорта топливом, а также техническое обслуживание автомобилей будет производиться вне площадки работ. После проведения работ с участков будут удалены все механизмы, оборудование и отходы производства.

ТБО, огарки сварочных электродов и строительный мусор складируются в специальных контейнерах и затем вывозятся для последующей утилизации специализированной организацией по договору.

С целью исключения загрязнения территории в процессе осуществления намечаемой деятельности предусматривается проведение плановой уборки площадки.

ТБО (GO_{060}). Уровень опасности – зеленый. Индекс – GO060. Способ хранения – временное хранение в металлических контейнерах. Способ утилизации – вывоз на полигон ТБО.

Огарки сварочных электродов (GA 090). Уровень опасности – зеленый. Индекс – GO090. Способ хранения – временное хранение в металлических контейнерах. Способ утилизации – передаются по договору в специализированные организации.

Строительный мусор (GG170).

Согласно п. 2.37 «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 г. №100-п) количество строительных отходов принимается по факту образования.

Ориентировочный объем строительных отходов составит – 2,0 т/год

Уровень опасности – зеленый. Индекс – GG170. Способ хранения – временное хранение в металлических контейнерах. Способ утилизации – вывоз на полигон ТБО.

Анализ обследования всех видов возможного образования отходов производства и потребления, а также способов их складирования и утилизации, показал, что влияние намечаемой деятельности на окружающую среду в части обращения с отходами можно оценить как допустимое.

Оценка возможных физических воздействия и их последствий

К физическим воздействиям относятся: шум, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующее излучение радиоактивных веществ, тепловое излучение, ультрафиолетовое и видимое излучения, возникающие в результате хозяйственной деятельности.

Перечень источников физических воздействий и их характеристики определяется для проектируемых объектов на основе проектной информации, уровни физических воздействий на стадии проектирования определяются расчетным методом. Для расчета нормативов допустимых физических факторов рассчитываются уровни факторов в соответствии со следующими документами:

1) СН РК 2.04-02-2011 «Защита от шума» - для шумового фактора.

2) Методические рекомендации от 08 августа 1997 г. МР № 1.05.037-97

«Методические рекомендации по составлению карт вибрации жилой застройки» - для вибрационного фактора.

3) Методические рекомендации от 08 августа 1997 г. МУ № 1.05.032-97 «Методические указания по определению уровней электромагнитного поля и границ санитарно-защитной зоны и зоне ограничения застройки в местах размещения средств телевидения и ЧМ-радиовещания».

4) Методические рекомендации от 08 августа 1997 г. МУ № 1.05.034-97 «Методические указания по определению уровней электромагнитного поля средств управления воздушным движением гражданской авиации ВЧ-, ОВЧ-, УВЧ- и СВЧ-диапазонов».

5) Методические рекомендации от 08 августа 1997 г. МУ № 1.05.035-97 «Контроль и нормализация электромагнитной обстановки, создаваемой метеорологическими радиолокаторами» для электромагнитных излучений.

6) Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155.

7) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261.

Уровни физических воздействий определяются для каждого из источников шумового, вибрационного, радиационного и иных источников воздействий. При этом определяется необходимость в определении фоновых значений физических факторов, зависящих от природных и антропогенных (в т.ч. техногенных) факторов района размещения объекта. Однако в настоящее время фоновое состояние окружающей среды района по физическим факторам не определялось. Учитывая, что имеющиеся на данный момент несистематизированные результаты натурных замеров не позволяют дать точную оценку уровню влияния объекта на состояние физических факторов окружающей среды, оценка уровня физических воздействий от проектируемого объекта осуществляется на основе изучения фондовых материалов и анализа предъявляемых нормативно-правовыми актами требований.

Оценка возможного шумового воздействия

Шум – случайное сочетание звуков различной интенсивности и частоты; мешающий, нежелательный звук. Определяющим фактором шумового загрязнения окружающей среды является воздействие на организм человека (как часть биосферы). Степень вредного воздействия шума зависит от его интенсивности, спектрального состава, времени воздействия, местонахождения человека, характера выполняемой им работы и индивидуальных особенностей человека.

Основными источниками шума внутри зданий и сооружений различного назначения и на площадках промышленных предприятий являются машины, механизмы, средства транспорта, вентиляционные устройства и другое оборудование. Состав шумовых характеристик и методы их определения для машин, механизмов, транспортных средств и другого оборудования установлены ГОСТ 31275-2002, а значения их шумовых характеристик принимаются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014. При этом, как показывает мировая практика измерений, основной вклад в уровень шума селитебных территорий вносит движение автотранспорта, который на общем фоне дает до 80% шума.

Предельно допустимый уровень (ПДУ) шума – это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. Допустимый уровень шума – это уровень, который не вызывает у человека значительного беспокойства и существенных

изменений показателей функционального состояния систем и анализаторов, чувствительных к шуму. По характеру спектра шума выделяют:

- широкополосный шум с непрерывным спектром шириной более 1 октавы;

- тональный шум, в спектре которого имеются выраженные тоны. Тональный характер шума для практических целей устанавливается измерением в 1/3 октавных полосах частот по превышению уровня в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ.

По временным характеристикам шума выделяют:

- постоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день или за время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера мера «медленно»;

- непостоянный шум, уровень которого за 8-часовой рабочий день, рабочую смену или во время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера «медленно».

Допустимые уровни звукового давления (эквивалентные уровни звукового давления) в дБ в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука в дБ для жилых и общественных зданий и их территории принимаются в соответствии с СН РК 2.04-02-2011.

Для снижения уровня шума от основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-2, а также других установок, агрегатов, механизмов и строительной техники предусматриваются следующие основные мероприятия:

- применяемые установки, изготовленные в заводских условиях, как правило, имеют уровни шумов, не превышающие допустимых значений, указанных в нормативных документах;

- высокотемпературное оборудование и трубопроводы, покрываются тепловой и теплоакустической изоляцией;

- при необходимости, оборудование дополнительно размещается в специальных ограждениях (кожухах, обшивках), защищающих его как от воздействия внешних факторов, так и снижающих уровни шумов;

- на рабочих местах обслуживающий и ремонтный персонал должен применять индивидуальные средства защиты органов слуха от шума – вкладыши «Беруши», противошумные наушники и т.д.

Основным источником шума на предприятии станут свечи для стравливания газа.

Шумовые характеристики для свечей стравливания газа приняты по "СТО Газпром 2-3.5-041-2005. Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования" и составят 123 дБА.

Стравливание газа является наиболее интенсивным, хотя и кратковременным, источником шума как для территории предприятия, так и для окружающего района. Акустические измерения показывают, что на расстоянии 1 — 15 м от выброса уровни звука превышают не только допустимый, но и максимально допустимый уровень звука (110 дБА).

В связи с этим, для снижения шумового воздействия проектом предусмотрена установка шумоглушителей, обладающих высокой эффективностью по снижению шума до максимально допустимых пределов.

Территория предприятия достаточно отдалена (более 2 км) от селитебной зоны. Таким образом, шумовое воздействие будет минимальным.

Оценка вибрационного воздействия

В общем, под термином вибрация принимаются механические упругие колебания в различных средах. Вибрации делятся на вредные и полезные. Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушение. Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные

установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты. Основными источниками вибрации являются: рельсовый транспорт, различные технологичеческие установки (компрессоры, двигатели), строительная техника, системы отопления и водопровода насосные станции и т.д. Особенность действия вибрации заключается в том, что эти механические упругие колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Зона действия вибраций определяется величиной их затухания в упругой среде (грунте) и в среднем эта величина составляет примерно 1 дБ/м. При уровне параметров вибрации 70 дБ, например, создаваемых рельсовым транспортом, примерно на расстоянии 70 м от источника эта вибрация практически исчезает.

Предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрации – это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа. Не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. Соблюдение ПДУ вибрации не исключает нарушение здоровья у сверхчувствительных лиц.

Снижение воздействия вибрации достигается путем снижения собственно вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах. Данная задача, в основном, решается конструктивно в процессе начального проектирования различных механизмов.

Основным источником шума при строительстве на проектируемом объекте будет являться работа автотранспортной техники. Однако вибрационные колебания, возникающие при работе автотранспортной техники, значительно гасятся на песчаных и суглинистых грунтах, в практическом отображении не выходя за границы участка работ.

Общее вибрационное воздействие намечаемой деятельности оценивается как допустимое.

Оценка электромагнитного воздействия

Любое техническое устройство, использующее, либо вырабатывающее электрическую энергию является источником электромагнитных полей (ЭМП), излучаемых во внешнее пространство.

Особенностью облучения в городских условиях является воздействие на население как суммарного электромагнитного фона (интегральный параметр), так и сильных ЭМП от отдельных источников (дифференциальный параметр).

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные и радиолокационные станции, мощные радиотехнические объекты, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещаемые на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Спектральная интенсивность некоторых техногенных источников ЭМП может существенным образом отличаться от эволюционно сложившегося естественного электромагнитного фона, к которым привык человек и другие живые организмы биосферы.

Электромагнитные излучения антропогенных источников («электромагнитное загрязнение») представляют большую сложность с точки зрения, как анализа, так и ограничения интенсивностей облучения. Это обусловлено следующими основными причинами:

- в большинстве случаев невозможно ограничение эмиссионного воздействия на ОС;
- невозможна замена данного фактора на другой, менее токсичный;
- невозможна «очистка» эфира от нежелательных излучений;

- неприемлем методический подход, состоящий в ограничении ЭМП до природного фона;

- вероятно долговременное воздействие ЭМП (круглосуточно и даже на протяжении ряда лет);

- возможно воздействие на большие контингенты людей, включая детей, стариков и больных;

- трудно статистически описать параметры излучений многих источников, распределенных в пространстве и имеющих различные режимы работы.

ЭМП от отдельных источников могут быть классифицированы по нескольким признакам, наиболее общий из которых – частота ЭМП.

Электромагнитный фон в городских условиях имеет выраженный временной максимум от 10.00 до 22.00, причем в суточном распределении наибольший динамический диапазон изменения электромагнитного фона приходится на зимнее время, а наименьший – на лето. Для частотного распределения электромагнитного фона характерна многомодульность. Наиболее характерные полосы частот: 50…1000 Гц (до 20-й гармоники частоты 50 Гц) – энергоснабжение, 1…32 МГц – вещание коротковолновых станций, 66…960 МГц – телевизионное и радиовещание, радиотелефонные системы, радиорелейные линии связи.

В настоящее время отсутствуют нормативно-правовые акты в области нормирования уровней электромагнитных полей от технологического оборудования. Вследствие этого учет и контроль электромагнитного воздействия объекта на окружающую среду осуществляется путем анализа и сопоставления данных фондовых материалов и научных исследований в данной области.

Нормативный ПДУ напряженности электрического поля в жилых помещениях составляет 500 В/м. Кроме того, определены следующие ПДУ для электрических полей, излучаемых воздушными ЛЭП напряжением 300 кВ и выше:

- внутри жилых зданий – 500 В/м;

- на территории зоны жилой застройки -1 кВ/м;

- в населенной местности вне зоны жилой застройки, а также на территориях огородов и садов – 5 кВ/м:

- на участках пересечения высоковольтных линий с автомобильными дорогами категории 1 – 4 – 10 кВ/м;

- в населенной местности -15 кВ/м;

- в труднодоступной местности и на участках, специально выгороженных для исключения доступа населения – 20 кВ/м.

Способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП расстоянием и временем является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия. Специфика намечаемой деятельности не предусматривает наличие источников значительного электромагнитного излучения, способных повлиять на уровень электромагнитного фона. Общее электромагнитное воздействие объектов намечаемой деятельности на электромагнитный фон вне площадки работ исключается.

Оценка теплового воздействия

Тепловое загрязнение является результатом повышения температуры среды, возникающее при отводе воды от систем охлаждения в водные объекты или при выбросе потоков дымовых газов в атмосферный воздух. Тепловое загрязнение является специфическим видом воздействия на окружающую среду, которое в локальном плане оказывает негативное воздействие на флору и фауну, в частности на трофическую цепь обитателей водоемов, что ведет к снижению рыбных запасов и ухудшению качества питьевой воды. В глобальном плане тепловое загрязнение сопутствует выбросам веществ, вызывающих парниковый эффект в атмосфере. По оценкам экспертов ООН, антропогенный парниковый эффект на 57% обусловлен добычей топлива и производством энергии, на 20 % -

промышленным производством, не связанным с энергетическим циклом, но потребляющим топливо, на 9% - исчезновением лесов, на 14% - сельским хозяйством.

Тепловое воздействие при реализации намечаемой деятельности оценивается незначительными величинами, и обуславливается работой двигателей автотранспортной техники. Объемы выхлопных газов при работе техники незначительны и не могут повлиять на природный температурный уровень района.

Тепловое воздействие на водные объекты при реализации намечаемой деятельности исключается ввиду отсутствия эмиссий в водную среду от проектируемого объекта.

Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров

Воздействие на почвенный покров при строительстве и эксплуатации любого промышленного объекта может быть прямым и косвенным. Прямое воздействие оказывается обычно в период строительства объекта. Косвенное воздействие происходит под влиянием выбросов в атмосферу загрязняющих веществ.

Специфика намечаемой деятельности предусматривает такие виды воздействия на почвы, как механические нарушения и изменение форм рельефа вследствие перепланировки поверхности территории. Общее воздействие по данному фактору, с учетом сохранения плодородного слоя почвы для его дальнейшего восстановления по окончанию работ, оценивается как умеренное. Засоление и заболачивание окружающих земель не прогнозируются.

Почвы являются достаточно консервативной средой, собирающей в многочисленные загрязнители и теряющей от этого свои свойства. По сравнению с атмосферой или поверхностными водами почва – самая малоподвижная среда, миграция загрязняющих веществ в которой происходит относительно медленно.

Загрязнение почвенного покрова происходит в основном за счет выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и последующего их осаждения под влиянием силы тяжести, влажности или атмосферных осадков.

При реализации намечаемой деятельности предусматриваются выбросы газообразных составляющих выхлопных газов автотранспортной техники (в практическом отображении не влияют на уровень загрязнения почв), а также выделяющейся в процессе планировки территории площадки строительства пыли неорганической, которая для почв не является загрязняющим веществом и, соответственно, её содержание и накопление в почвах не нормируется.

При оценке ожидаемого воздействия на почвенный покров в части химического загрязнения прогнозируется, что при реализации проектных решений загрязнение почв загрязняющими веществами не происходит и, таким образом, не происходит изменений физико-химических свойств почв и направленности почвообразовательных процессов; почва сохраняет свои основные природные свойства. При реализации намечаемой деятельности не прогнозируется сколько-либо значительное изменение существующего уровня загрязнения почвенного покрова района работ. Общее воздействие на почвенный покров по фактору химического загрязнения оценивается как незначительное.

В рабочем проекте предусмотрены мероприятия по снижению негативного воздействия на почвы в процессе строительства:

- передвижение строительной техники и автотранспорта (доставка материалов и конструкций) предусмотреть по дорогам общего пользования и внутриплощадочным дорогам с твердым покрытием;
- по окончании строительных работ на землях постоянного отвода предусмотреть вывоз строительного и бытового мусора в специально отведенные места;
- с целью сохранения плодородного слоя почвы при проведении строительных работ, плодородный слой почвы будет срезаться для дальнейшего восстановления посевом трав из видов и сортов местного произрастания.

Параметры обращения с отходами производства и потребления в части исключения загрязнения земель рассмотрены в разделе 5. Анализ обследования всех видов возможного

образования отходов, а также способов их складирования и утилизации, показал, что влияние намечаемой деятельности на почвенный покров в части обращения с отходами можно оценить как незначительное.

Оценка значимости воздействия намечаемой деятельности на почвы и земельные ресурсы осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду»

Таким образом, общее воздействие намечаемой деятельности на почвенный покров оценивается как допустимое (низкая значимость воздействия).

Мероприятия по охране почвенного покрова

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают два основных вида работ:

- реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель – выполняется в течение всего периода работ;
- восстановление нарушенного почвенного покрова и приведение территории в состояние, природное для первоначального или иного использования – выполняется по окончанию работ.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на флору района

Использование растительных ресурсов района при реализации проектных решений не предусматривается. Зона влияния намечаемой деятельности на растительность ограничивается участком проведения работ.

В соответствии с классификацией, предложенной лабораторией экологии растений института ботаники АНРК, изменения под влиянием антропогенной деятельности делятся по силе воздействия на катастрофические, очень сильные, умеренные и слабые. С учетом специфики намечаемой деятельности, воздействие намечаемой деятельности на растительный мир оценивается как слабое (не вызывающее последствий). Изменения в растительном покрове района в зоне воздействия проектируемого объекта при реализации проектных решений не прогнозируются.

Зона влияния планируемой деятельности на растительный мир ограничивается границами земельного отвода (прямое воздействие, включающее физическое уничтожение) и санитарно-защитной зоны (косвенное воздействие, крайне опосредованное через эмиссии в атмосферный воздух). Мониторинг растительного покрова в процессе осуществления намечаемой деятельности не предусматривается.

На период производства строительно-монтажных работ, а также на период эксплуатации проектируемого объекта воздействие на растительность в районе предприятия не предвидится.

Оценка значимости воздействия намечаемой деятельности на растительность осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду».

Оценка воздействия намечаемой деятельности на фауну района

Влияние на животный мир так же, как и на человека, может осуществляться через две среды: гидросферу и биосферу. В результате загрязнения грунтовых вод, воздушной среды и почв у животных нарушается минеральный обмен, вследствие которого возможны изменения в костях, задержка роста и другие нарушения.

Одним из основных факторов воздействия на животный мир является также фактор вытеснения. В процессе промышленного освоения земель происходит вытеснение животных за пределы их мест обитания. Этому способствует сокращение кормовой базы за счёт изъятия части земель под технические сооружения, транспортные магистрали, электролинии, иные объекты инфраструктуры. Воздействие намечаемой деятельности на пути миграции и места концентрации животных при этом исключается.

Зона воздействия проектируемого объекта на животный мир ограничивается границами земельного отвода (прямое воздействие, заключается в вытеснении за пределы мест обитания) и санитарно-защитной зоны (косвенное воздействие, крайне опосредованное через эмиссии в атмосферный воздух). Мониторинг животного мира в процессе осуществления намечаемой деятельности не предусматривается.

Оценка значимости воздействия намечаемой деятельности на животный мир осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценке воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду».

Таким образом, общее воздействие намечаемой деятельности на животный мир оценивается как допустимое (низкая значимость воздействия).

Оценка степени экологического риска и ущерба окружающей среде
Методология оценки воздействия при аварийных ситуациях

Оценка воздействия при аварийных ситуациях (анализ риска). В соответствии с Международным стандартом ISO 17776 и СТ РК 1.56-2005 процесс проведения анализа риска включает следующие основные этапы:

- определение (скрининг) опасных производственных процессов (HAZID);
- оценка риска (QRA);
- предложения по устранению или уменьшению степени риска.

Определение опасных производственных процессов (скрининг).

Основные задачи этапа идентификации опасностей состоят в выявлении и четком описании всех производственных объектов (процессов), как потенциальных источников опасностей, прогнозе сценариев возникновения аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.

По типу деятельности потенциально опасные объекты и производства делятся на:

- стационарные объекты и производства с ограниченной площадью;
- передвижные объекты и производства.

Идентификация опасностей завершается следующими действиями:

- решение прекратить дальнейший анализ ввиду незначительности опасностей или достаточности полученных предварительных оценок по отдельным источникам воздействия;
- решение о проведении более детального анализа опасностей и оценки риска;
- выработка предварительных рекомендаций по уменьшению опасностей.

Оценка риска (QRA).

После выявления опасных факторов, производится оценка проистекающего из них риска. Оценка риска включает в себя два элемента: оценку риска и управление риском.

Оценка экологического риска строится на анализе источника риска, факторов риска, особенностей конкретной экологической обстановки и механизма взаимодействия между ними.

Определение вероятности (частоты) чрезвычайных ситуаций.

После составления списка опасностей, которые будут детально анализироваться в дальнейшем, необходимо определить частоту (вероятность) возникновения этих событий.

Оценка последствий аварийных ситуаций.

В соответствии с ISO 17776 и СТ РК 1.56-2005 при оценке рисков можно использовать в частности математическое моделирование. Уровень загрязнения (полученный на основе математического моделирования), возникающего от конкретного события, необходимо сравнивать с известными токсодозами, нормативами загрязнения природной среды, чтобы определить возможные последствия для природной среды. Конкретно оценка воздействия при аварийных ситуациях проводится точно также, как и при безаварийной деятельности. С учетом времени действия аварии определяется динамика снижения воздействия и. в случае совокупного воздействия, определяются средневзвешенные значения. Оценка завершается определением комплексного воздействия и его значимости, разработкой предложений по стратегии ликвидации аварии.

Предложения по устранению или снижению степени риска.

Так как экологический риск представляет собой комбинацию вероятности или частоты возникновения определенной опасности и величины последствий такого события, следовательно, рекомендации по уменьшению рисков от аварии должны сводиться к снижению вероятности аварий и минимизации последствий.

Матрица экологического риска.

В настоящем документе использован расширенный тип матрицы – ступенчатая матрица, базирующаяся на матрице риска, представленной в Международном стандарте СТ РК ИСО 17776-2004. В матрице экологического риска используются баллы значимости воздействия, полученные при оценке воздействия аварий. Если вероятность появления конкретного воздействия крайне мала, то даже при высокой значимости воздействия, вероятность негативных последствий может соответствовать низкому экологическому риску (терпимый риск). В матрице использована следующая градация риска: В - высокая величина риска; С - средняя величина риска; Н - низкая величина риска. В соответствии с международной практикой маркировки опасностей (риска) наиболее высокий риск можно маркировать красным цветом, средний - желтым и низкий - зеленым.

Оценка воздействия при аварийных ситуациях (анализ риска)

К наиболее опасной с точки зрения воздействия на окружающую среду аварийной ситуации на рассматриваемом объекте относится прорыв газопровода. По выполненному расчету определено, что экологический риск рассмотренной аварийной ситуации не достигнет высокого уровня экологического риска ни для одного компонента природной среды и оценивается как низкий.

Экологический риск намечаемой деятельности оценивается как незначительный (низкий).

Вывод

Государственная экологическая экспертиза согласовывает проект РП «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана».

<<Данные утверждающегоru(не удалять)>>

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Астана, Реконструкция котлов ТЭЦ-2 период строительства нормативы

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на период строительства II кв 2020 г. - I кв. 2021 г		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0008) Взвешенные частицы PM10 (117)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.113958	0.288471	0.113958	0.288471	2020
(0123) Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (274)								
ТЭЦ-2	6105	-	-	0.07111	0.05749	0.07111	0.05749	2020
	6107	-	-	0.0205167	0.0036678	0.0205167	0.0036678	2020
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
ТЭЦ-2	6105	-	-	0.00739	0.00504	0.00739	0.00504	2020
	6107	-	-	0.0003128	0.0000602	0.0003128	0.0000602	2020
(0146) Медь (II) оксид /в пересчете на медь/ (329)								
ТЭЦ-2	6107	-	-	0.0000333	0.0000022	0.0000333	0.0000022	2020
(0164) Никель оксид /в пересчете на никель/ (420)								
ТЭЦ-2	6107	-	-	0.000044	0.000003	0.000044	0.000003	2020
(0301) Азота (IV) диоксид (4)								
ТЭЦ-2	6105	-	-	0.00375	0.00216	0.00375	0.00216	2020
	6107	-	-	0.0252817	0.0122128	0.0252817	0.0122128	2020
(0326) Озон (435)								
ТЭЦ-2	6107	-	-	0.0000472	0.0000031	0.0000472	0.0000031	2020
(0337) Углерод оксид (584)								
ТЭЦ-2	6105	-	-	0.01847	0.01064	0.01847	0.01064	2020
	6107	-	-	0.0144	0.0020033	0.0144	0.0020033	2020
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
ТЭЦ-2	6105	-	-	0.00129	0.00074	0.00129	0.00074	2020
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
ТЭЦ-2	6105	-	-	0.00278	0.00201	0.00278	0.00201	2020
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								

ТЭЦ-2	6106	-	-	0.077051	0.51916	0.077051	0.51916	2020
(0621) Метилбензол (349)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.058784	0.08939	0.058784	0.08939	2020
(1210) Бутилацетат (110)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.009496	0.01134	0.009496	0.01134	2020
(1401) Пропан-2-он (470)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.026822	0.041318	0.026822	0.041318	2020
(1555) Уксусная кислота (586)								
ТЭЦ-2	6107	-	-	0.00026	0.00002	0.00026	0.00002	2020
(2704) Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.005133	0.0063	0.005133	0.0063	2020
(2732) Керосин (654*)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.04889	0.14	0.04889	0.14	2020
(2748) Скипидар /в пересчете на углерод/ (524)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.0035	0.0063	0.0035	0.0063	2020
(2750) Сольвент нафта (1149*)								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.01388	0.033825	0.01388	0.033825	2020
(2752) Уайт-спирит (1294*								
ТЭЦ-2	6106	-	-	0.08013	0.277398	0.08013	0.277398	2020
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды пред-ельные С12-С19 (в пересчете(10)								
ТЭЦ-2	6104	-	-	0.00614	0.00021	0.00614	0.00021	2020
(2908) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного(494)								
ТЭЦ-2	6101	-	-	0.21	0.0755	0.21	0.0755	2020
	6102	-	-	0.11537	0.1246	0.11537	0.1246	2020
	6103	-	-	0.07079	0.000255	0.07079	0.000255	2020
	6105	-	-	0.00196	0.00085	0.00196	0.00085	2020
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1.0075897	1.7109694	1.0075897	1.7109694	
Т в е р д ы е:		-	-	0.6142648	0.5579492	0.6142648	0.5579492	
Газообразные, ж и д к и е:		-	-	0.3933249	1.1530202	0.3933249	1.1530202	
Всего по предприятию:		-	-	1.0075897	1.7109694	1.0075897	1.7109694	
Т в е р д ы е:		-	-	0.6142648	0.5579492	0.6142648	0.5579492	
Газообразные, ж и д к и е:		-	-	0.3933249	1.1530202	0.3933249	1.1530202	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Астана, Реконструкция котлов ТЭЦ-2 период эксплуатации на газе

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021 г		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (4)								
ТЭЦ-2	0023	130,417	688,65	17.44425	99.85088	17.44425	99.85088	2021
	0024	96,941	524,127	17.44425	99.85088	17.44425	99.85088	2021
	0047	47,476	271,768	17.44425	99.85088	17.44425	99.85088	2021
(0304) Азот (II) оксид (6)								
ТЭЦ-2	0023	21,193	111,906	2.83469	16.22577	2.83469	16.22577	2021
	0024	15,753	85,171	2.83469	16.22577	2.83469	16.22577	2021
	0047	7,716	44,162	2.83469	16.22577	2.83469	16.22577	2021
(0330) Сера диоксид (516)								
ТЭЦ-2	0023	213,181	1086,784	0.28175	1.61276	0.28175	1.61276	2021
	0024	216,354	1102,796	0.28175	1.61276	0.28175	1.61276	2021
	0047	211,95	1050,026	0.28175	1.61276	0.28175	1.61276	2021
(0337) Углерод оксид (584)								
ТЭЦ-2	0023	20,064	50,281	17.44425	99.85088	17.44425	99.85088	2021
	0024	20,363	51,028	17.44425	99.85088	17.44425	99.85088	2021
	0047	18,168	83,192	17.44425	99.85088	17.44425	99.85088	2021
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
ТЭЦ-2	0081	-	-	0.11361	0.000033	0.11361	0.000033	2021
(1715) Метантиол (339)								
ТЭЦ-2	0081	-	-	0.00000163		0.00000163		2021
Всего по предприятию:		1019,576	5149,891	114.1284316	652.620903	114.1284316	652.620903	
Т в е р д ы е:								
Газообразные, ж и д к и е:		1019,576	5149,891	114.1284316	652.620903	114.1284316	652.620903	

Астана, Реконструкция котлов ТЭЦ-2 период эксплуатации на газе

КОД ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021 г		П Д В		год дос-тиже ния ПДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид (4)	274,834	1484,545	52.33275	299.55264	52.33275	299.55264	2021
0304	Азот (II) оксид (6)	44,662	241,239	8.50407	48.67731	8.50407	48.67731	2021
0330	Сера диоксид (516)	641,485	3239,606	0.84525	4.83828	0.84525	4.83828	2021
0337	Углерод оксид (584)	58,595	184,501	52.33275	299.55264	52.33275	299.55264	2021
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	-	-	0.11361	0.000033	0.11361	0.000033	2021
1715	Метантиол (339)	-	-	0.00000163		0.00000163		2021
Всего по предприятию:		1019,576	5149,891	114.1284316	652.620903	114.1284316	652.620903	
Т в е р д ы е:								
Газообразные, ж и д к и е:		1019,576	5149,891	114.1284316	652.620903	114.1284316	652.620903	

Ошурбаев М.Т.
Руководитель департамента

Джусупов Р.К.
Руководитель отдела

№: KZ26VCZ00479297

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РАЗРЕШЕНИЕ

на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий

(наименование природопользователя)

Акционерное общество "Астана-Энергия",010000, Республика Казахстан, г.Нур -Султан, Район ПРОМЗОНА, дом № ТЭЦ-2,

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 041140002811

Наименование производственного объекта: ТЭЦ-2, АО "Астана-Энергия"

Местонахождение производственного объекта:

г.Нур-Султан, г.Нур-Султан, район Байконыр, Промзона ТЭЦ-2,

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году 1,28556443989071 тонн
в 2021 году 652,620903 тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

3. Производить размещение отходов производства и потребления в объемах , не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 01.04.2020 года по 31.12.2021 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Руководитель департамента** **Ошурбаев Мансур Турсынович**

подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: г.Нур-Султан **Дата выдачи:** 17.10.2019 г.

Заключение государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы ОВОС, проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экспспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы наРП "Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана"	Z1-0012/18 от 17.10.2019
2	Заключение государственной экологической экспертизы наРП "Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана"	Z1-0012/18 от 17.10.2019г
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в окружающую среду

Условия природопользования

1) Соблюдать нормативы эмиссий в окружающую среду, установленные настоящим Разрешением.
2) Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу исчислять расчетным путем согласно проекту нормативов ПДВ или инвентаризации источников выбросов по возможности использовать результаты инструментальных замеров по методикам, поквартально.
3) Ежеквартально, в течение 10-ти рабочих дней, следующего за отчетным, предоставлять в РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики РК» отчет о выполнении природоохранных мероприятий, предусмотренных Планом мероприятий по охране окружающей среды. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 17 июня 2016 года №252 «Об утверждении Форм плана мероприятий по охране окружающей среды и отчета о выполнении данного плана», предусмотрено.
4) Ежеквартально – в течение 10-ти рабочих дней, следующего за отчетным предоставлять в РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики РК» отчет по разрешенным и фактическим объемам эмиссий в окружающую среду. Пункт 1 в редакции приказа Министра энергетики РК от 21.06.2015 №258. Выполнение плана-графика контроля загрязняющих веществ на источниках выбросов и предоставление отчетности в течение 10 рабочих дней после отчетного периода, согласно приказу Министра по охране окружающей среды РК «Об утверждении Требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля» от 14 февраля 2013 года №16-п, предусмотрено.
5) Ежеквартально – в течение 10-ти рабочих дней, следующего за отчетным предоставлять в РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики РК» отчет о выполнении программы производственного экологического контроля.
6) Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объеме и в установленные сроки.
7) Нарушение экологического законодательства, не исполнение условий природопользования влечет за собой приостановление, аннулирование данного разрешения согласно действующего законодательства.