

Публичное акционерное общество «Газпром»

Акционерное общество «Газпром промгаз»

УДК _____

№ госрегистрации _____

Инвентарный № _____

СОГЛАСОВАНО

Начальник управления ЖКХ

Администрации города Глазов

_____ Н.В. Еременко

« _____ » _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель

генерального директора

АО «Газпром промгаз»

д.т.н., профессор



_____ Ю.И. Спектор


» _____ 20__ г.

ОТЧЕТ

о научно-исследовательской работе

№, дата муниципального контракта	№ 0113300023914000405-П1 от 02.02.2015
Наименование муниципального контракта	Разработка схемы теплоснабжения муниципального образования «Город Глазов» Удмуртской Республики
№, наименование этапа, подэтапа	Этап 4. Подготовка проекта схемы теплоснабжения
Наименование результата	Том 1. Сводный том

Заместитель генерального директора – директор НТЦ «Комплексное развитие инженерной инфраструктуры» в г. Санкт-Петербурге

_____ 
подпись

А.В. Оплачко

Руководитель работы

_____ 
подпись

Ю.В. Юферев

Москва 2015

Состав Этапа 4 по схеме теплоснабжения муниципального образования «Город Глазов» Удмуртской Республики

Том 1. Сводный том.

Том 2. Разработка схемы теплоснабжения районов МО «Город Глазов». Общая Пояснительная записка.

Том 3. Анализ существующего состояния систем теплоснабжения города. Разработка базовых (существующее положение) тепловых балансов по договорным и фактическим нагрузкам. Общая пояснительная записка.

Том 4. Создание «Электронной модели систем теплоснабжения города». Общая пояснительная записка.

Том 5. Варианты перспективного развития систем теплоснабжения города на период к 2021 году и в долгосрочной перспективе до 2031 года. Общая пояснительная записка.

Том 6. Выбор рекомендуемого варианта.

Том 7. Разработка комплексной программы развития систем теплоснабжения города на пятнадцатилетний период с указанием объемов и стоимости работ. Пояснительная записка.

Том 8. Согласование отчётных документов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
Раздел 1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА ГОРОДА ГЛАЗОВА.....	8
Раздел 2. ГРАНИЦЫ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "ГОРОД ГЛАЗОВ" И НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА ГОРОД ГЛАЗОВ.....	10
Раздел 3. ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ЗОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "ГОРОД ГЛАЗОВ".....	10
Раздел 4. РАЗВИТИЕ ЖИЛЫХ ЗОН. НОВОЕ ЖИЛИЩНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ ЖИЛОГО ФОНДА	12
Раздел 5. СВЕДЕНИЯ О ВИДАХ, НАЗНАЧЕНИИ И НАИМЕНОВАНИЯХ ПЛАНИРУЕМЫХ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МЕСТНОГО ЗНАЧЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "ГОРОД ГЛАЗОВ", ИХ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ, А ТАКЖЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗОН С ОСОБЫМИ УСЛОВИЯМИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРРИТОРИЙ В СЛУЧАЕ, ЕСЛИ УСТАНОВЛЕНИЕ ТАКИХ ЗОН ТРЕБУЕТСЯ В СВЯЗИ С РАЗМЕЩЕНИЕМ ДАННЫХ ОБЪЕКТОВ	14
5.1 Объекты социальной инфраструктуры	15
5.1.1. Объекты дошкольного назначения.....	15
5.1.2 Объекты учебно-образовательного назначения	16
5.1.3 Объекты здравоохранения	16
5.1.4 Объекты спортивного назначения.....	17
5.1.5 Объекты культурно-досугового назначения	17
5.2 Объекты специального назначения	18
5.2.1 Объекты оказания ритуальных услуг и мест захоронения.....	18
5.2.2 Объекты утилизации и переработки бытовых и промышленных отходов	18
5.3 Объекты транспортной инфраструктуры	18
5.4 Объекты пожарной охраны	20
5.5 Объекты озеленения	21
5.6 Объекты инженерной инфраструктуры.....	23
5.6.1 Система водоснабжения.....	23
5.6.2 Система водоотведения	23
5.6.3 Система электроснабжения.....	24

5.6.4 Система теплоснабжения	24
5.6.5 Система газоснабжения	25
5.6.6 Связь, радиофикация и телевидение	26
5.6.7 Инженерная подготовка территории	26
Раздел 6. ПАРАМЕТРЫ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ЗОН, А ТАКЖЕ СВЕДЕНИЯ О ПЛАНИРУЕМЫХ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ В НИХ ОБЪЕКТАХ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ, ОБЪЕКТАХ РЕГИОНАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ, ОБЪЕКТАХ МЕСТНОГО ЗНАЧЕНИЯ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ	28

Введение

Город Глазов Удмуртской республики - самый северный районный центр и один из старейших городов Удмуртской Республики, расположен на левом берегу реки Чепцы, в 220 км выше впадения ее в реку Вятку. Протяженность Глазова с севера на юг равна 4–5 км, с запада на восток — 10–12 км. Город занимает площадь 6827 га, протяженность границы составляет порядка 64 км.

Первый генеральный план уездного города Глазова разработан в 1784 году архитектором Иваном Лемом. В соответствии с Генеральным планом города центром Глазова являлась площадь на берегу реки Чепцы, где находилась соборная церковь — главная архитектурная вертикаль города, куда стекались все улицы. Замысел структуры города был таков, что семь радиально расходящихся из центра улиц-лучей связывались воедино тремя кольцевыми улицами. Такое расположение улиц определило веерную схему размещения жилых кварталов города.

В середине 1930-х годов прошлого столетия был разработан первый генеральный план советского Глазова. Архитектор проекта Эммануил Меклер сохранил «лучи» И. Лема, планируя одновременно развитие основной застройки на запад. В 50-е годы XX века территория с западной стороны центральной исторической части города начинает быстро застраиваться. Застройка ведется поквартально.

В 80-е годы началось строительство жилого района «Левобережье». Город двинулся на восток, в сторону древнего городища.

В настоящее время завершена периметральная застройка площади Свободы. Новые здания, построенные на месте несохранившихся, поддерживают стилистику и параметры исторической застройки главной площади. В 2011 году завершена реконструкция площади Свободы, предусматривавшая комплексное благоустройство центральной площади города.

Архитектурный облик города сегодня — это сосуществование исторического центра с главной полукруглой площадью, веерной планировкой улиц и застройкой купеческими домами IX века, архитектурными ансамблями сталинской эпохи и объектами конца XX — начала XXI веков, современными микрорайонами, застроенными многоэтажными домами, и районами индивидуальной жилой застройки.

Гармоничное сочетание новых объемно-планировочных приемов с исторической застройкой позволило городу сохранить свою первоначальную градостроительную концепцию. 30 июля 2008 года утвержден новый Генеральный план города Глазова. В Генеральном плане сохраняется исторически сложившаяся сетка улиц, частично структура ядра города получает развитие в планировке новых жилых районов

ГЛАЗОВСКАЯ ГОРОДСКАЯ ДУМА

РЕШЕНИЕ

от 30 июля 2008 г. N 593

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА ГОРОДА ГЛАЗОВА

(в ред. решений Глазовской городской Думы
от 29.09.2010 N 908, от 30.10.2013 N 369)

В соответствии с частью 13 статьи 24 Градостроительного кодекса РФ, статьей 35 Федерального закона от 06.10.2003 N 131-ФЗ "Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации", частью 11 статьи 12 Закона Удмуртской Республики от 13.11.2007 N 61-РЗ "О регулировании градостроительной деятельности в Удмуртской Республике", пунктом 17 статьи 26 Устава муниципального образования "Город Глазов"

Глазовская городская Дума решает:

Утвердить прилагаемый Генеральный план города Глазова.

Глава города Глазова

В.Ю.ПЕРЕШЕИН

Утвержден
решением

Глазовской городской Думы

от 30 июля 2008 г. N 593

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН
ГОРОДА ГЛАЗОВА**

(в ред. решения Глазовской городской Думы
от 30.10.2013 N 369)

I. Положение о территориальном планировании

Раздел 1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА ГОРОДА ГЛАЗОВА

1. Генеральный план муниципального образования "Город Глазов" (далее - Генеральный план) - основной вид градостроительной документации о планировании развития территории, определяющий градостроительную стратегию и условия формирования среды жизнедеятельности.

2. Генеральный план разработан на основании Закона Удмуртской Республики от 09.10.2009 N 40-РЗ "Стратегия социально-экономического развития Удмуртской Республики до 2025 года", постановления Правительства Удмуртской Республики от 16.07.2012 N 318 "Об утверждении Нормативов градостроительного проектирования по Удмуртской Республике", постановления Правительства Удмуртской Республики от 08.10.2012 N 456 "Об утверждении Республиканской целевой программы поддержки развития моногорода Глазова Удмуртской Республики (2012 - 2014 годы), Программы социально-экономического развития муниципального образования "Город Глазов" на 2010 - 2014 годы", утвержденной решением Глазовской городской Думы от 21.12.2009 N 828, "Плана стратегического развития муниципального образования "Город Глазов" на период до 2025 года", утвержденного решением Глазовской городской Думы от 21.12.2009 N 827, постановления Администрации города Глазова от 29.09.2011 N 9/27 "Об утверждении Комплексного плана модернизации моногорода Глазова Удмуртской Республики", Программы комплексного развития сетей водоснабжения и водоотведения, теплоснабжения, электроснабжения и газа коммунальной инфраструктуры города Глазова на 2010 - 2014 годы, утвержденной решением Глазовской городской думы от 21.12.2009 N 831, и с учетом постановления Правительства УР от 30.05.2011 N 179 "Об утверждении схемы территориального планирования Удмуртской Республики", решения Глазовского районного Совета депутатов от 20.12.12 N 103 "Об утверждении схемы территориального планирования МО "Глазовский район", сведений, содержащихся в федеральной государственной информационной системе территориального планирования.

3. Целью Генерального плана является определение назначения территорий, разработка долгосрочной территориальной стратегии (до 2025 года) на основе принципов развития территории исходя из совокупности социальных, экономических, экологических факторов, учитывающей необходимость

достижения устойчивого развития социально-экономической системы города для обеспечения учета интересов граждан и их объединений Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, муниципального образования.

4. Устойчивое развитие муниципального образования "Город Глазов" предполагает обеспечение существенного прогресса в развитии основных секторов экономики, повышение инвестиционной привлекательности города, повышение уровня жизни и условий проживания населения города, достижение долговременной экологической безопасности как самого города, так и смежных территорий, рациональное использование всех видов ресурсов, современные методы организации транспортных и инженерных систем, создание городской среды, благоприятной для жизни.

5. Основными задачами Генерального плана, на решение которых направлены его основные разделы, являются:

1) разработка мероприятий по качественному улучшению состояния городской среды;

2) реконструкция и благоустройство всех типов городских территорий;

3) резервирование территорий для жилищного строительства, производства, бизнеса, торговли, науки, управления, туризма, отдыха и др.;

4) разработка предложений по оптимизации экологической ситуации;

5) проведение мероприятий по охране природного и культурного наследия;

6) проведение мероприятий по развитию системы зеленых насаждений и благоустройству городской территории, развитию транспортной и инженерной инфраструктур.

6. Генеральный план разработан на следующие проектные периоды:

1) первая очередь Генерального плана (этапы реализации 2005 - 2009, 2010 - 2012, 2013 - 2015 годов);

2) расчетный срок Генерального плана (этапы реализации 2016 - 2018, 2019 - 2021, 2022 - 2025 годов).

7. Генеральным планом определены основные параметры развития: перспективная численность населения, объемы строительства и реконструкции жилищного фонда и объектов обслуживания населения, разработаны предложения по развитию объектов социальной, транспортной и инженерной инфраструктур, озеленению и благоустройству территории.

Раздел 2. ГРАНИЦЫ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "ГОРОД ГЛАЗОВ" И НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА ГОРОД ГЛАЗОВ

1. Границы муниципального образования "Город Глазов".

Границы муниципального образования "Город Глазов" установлены Законом Удмуртской Республики от 12.11.2004 N 56-РЗ "Об установлении границы муниципального образования и наделении соответствующим статусом муниципального образования на территории города Глазова Удмуртской Республики".

2. Граница населенного пункта города Глазова.

Генеральным планом изменены границы населенного пункта город Глазов путем исключения земельного участка с кадастровым номером 18:28:000001:194, площадью 361,8126 га и перевода его в категорию земель промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земель для обеспечения космической деятельности, земель обороны, безопасности и земель иного специального назначения.

Раздел 3. ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ЗОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "ГОРОД ГЛАЗОВ"

Генеральным планом определены функциональные зоны:

Жилые зоны:

- зона застройки многоэтажными жилыми домами;
- зона застройки среднеэтажными жилыми домами;
- зона застройки блокированными (индивидуальными) жилыми домами;
- зона застройки индивидуальными жилыми домами.

Общественно-деловые зоны:

- зона застройки объектами делового, общественного и коммерческого назначения;
- зона застройки объектами здравоохранения и социальной защиты;
- зона застройки объектами высшего, среднего профессионального образования;
- зона застройки спортивными плоскостными и объемными сооружениями;

– зона застройки объектами общественно-деловой и жилой застройки.

Рекреационные зоны:

- зона парков, набережных, садов, скверов, бульваров;
- зона территорий, покрытых естественной древесной растительностью, природные территории;
- зона озеленения специального, защитного озеленения;
- зона пойменных ландшафтов;
- зона пляжа;
- зона естественных природных ландшафтов;
- зона лесов Глазовского лесничества.

Производственные зоны:

- зона застройки производственными объектами III, IV, V классов опасности;
- зона застройки коммунальных и складских объектов IV, V классов опасности;
- зона застройки производственно-деловыми объектами V класса опасности.

– Зоны инженерной и транспортной инфраструктуры:

- зона застройки объектами железнодорожного транспорта;
- зона застройки объектами транспортной инфраструктуры;
- зона застройки объектами инженерной инфраструктуры;
- зона улично-дорожной сети.

Зоны сельскохозяйственного использования:

- зона застройки объектами сельскохозяйственного производства;
- зона сельскохозяйственных угодий;
- зона застройки садово-дачными участками.

– Зоны специального назначения:

- зона объектов специального назначения;
- зона кладбищ.

Раздел 4. РАЗВИТИЕ ЖИЛЫХ ЗОН. НОВОЕ ЖИЛИЩНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ ЖИЛОГО ФОНДА

1. Площадками нового жилищного строительства являются:

- 1) жилой район "Левобережье-2";
- 2) жилой район "Южный";
- 3) жилой район "Сыга";
- 4) территория в районе деревни Солдырь.

2. Основными районами реконструкции жилой застройки являются:

1) территория южнее ул. Драгунова (центральная часть южного жилого района) - проектом предлагается провести реконструкцию существующей застройки с заменой индивидуальных жилых домов на среднеэтажные жилые дома. Для осуществления данного проекта необходимо уменьшение негативного воздействия южного промышленного района посредством реализации природоохранных мероприятий;

2) центральная часть города Глазова - сочетание многоэтажного, среднеэтажного и малоэтажного жилищного строительства, обеспечивающее эффективное использование ценных городских территорий и создание выразительного архитектурно-композиционного решения и силуэта застройки.

3. В течение расчетного срока Генерального плана жилой фонд составит 2240 тыс. кв. м, что позволит увеличить среднюю жилищную обеспеченность с 18,1 кв. м общей площади на человека в настоящее время и до 22 кв. м на расчетный срок. Объем нового жилищного строительства составит 485 тыс. кв. м, с учетом реконструкции ветхого жилья (смотри таблицу N 1).

Таблица N 1

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Первая очередь (2005 - 2009, 2010 - 2012, 2013 - 2015)	Расчетный срок (2016 - 2018, 2019 - 2021, 2022 - 2025)
1	Проектная численность населения на конец периода, всего, в том числе проживающих в домах:	тыс. чел.	100	101
	- многоэтажной застройки	-	81,9	83
	- индивидуальной застройки	-	18,1	18
2	Средняя жилищная обеспеченность на конец периода:	кв. м общей площ. на чел.		
	- многоэтажной застройкой		19,9	22
	- индивидуальной застройкой		19,9	22
3	Требуемый жилищный фонд на конец периода, всего:	тыс. кв. м	1990	2240
	- многоэтажной застройки		1630	1826
	- индивидуальной застройки		360	414
4	Существующий жилищный фонд, всего:	тыс. кв. м	1820	1820
	- многоэтажной застройки		1550	1550
	- индивидуальной застройки		270	270
5	Убыль жилищного фонда	тыс. кв. м	-	65
6	Существующий сохраняемый жилищный фонд		1820	1755
	Объем нового жилищного строительства, всего		170	485
	- многоэтажной застройки		80	285
	- индивидуальной застройки		90	200

Раздел 5. СВЕДЕНИЯ О ВИДАХ, НАЗНАЧЕНИИ И НАИМЕНОВАНИЯХ ПЛАНИРУЕМЫХ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МЕСТНОГО ЗНАЧЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "ГОРОД ГЛАЗОВ", ИХ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ, А ТАКЖЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗОН С ОСОБЫМИ УСЛОВИЯМИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРРИТОРИЙ В СЛУЧАЕ, ЕСЛИ УСТАНОВЛЕНИЕ ТАКИХ ЗОН ТРЕБУЕТСЯ В СВЯЗИ С РАЗМЕЩЕНИЕМ ДАННЫХ ОБЪЕКТОВ

В соответствии со Схемой территориального планирования Российской Федерации в области высшего профессионального образования, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 26.02.2013 N 247-р, на территории города Глазова сохраняется объект учебно-образовательного назначения ФГБУ ВПО "ИжГТУ", ул. Кирова, 36.

КонсультантПлюс: примечание.

В официальном тексте документа, видимо, допущена опечатка: распоряжение Правительства РФ от 28.12.2012 имеет номер 2607-р, а не 2067-р.

В соответствии со Схемой территориального планирования в области здравоохранения, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 28.12.2012 N 2067-р, на территории города Глазова сохраняются следующие объекты здравоохранения: ФГУЗ "Медико-санитарная часть N 41", ул. Тани Барамзиной, д. 8, ФГУП "Аптека N 41", ул. Короленко, д. 27, Региональное управление N 41 Федерального медико-биологического агентства, ул. Мира, д. 22.

Документами территориального планирования Российской Федерации и Удмуртской Республики размещение иных объектов федерального значения и регионального значения на территории муниципального образования "Город Глазов" не предусмотрено.

Документами территориального планирования муниципального образования "Глазовский район" размещение объектов местного значения муниципального образования "Глазовский район" на территории муниципального образования "Город Глазов" не предусмотрено.

5.1 Объекты социальной инфраструктуры

5.1.1. Объекты дошкольного назначения

Таблица N 2

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство детского дошкольного учреждения	на 220 мест	Зона застройки многоэтажными жилыми домами (ул. Пехтина)	не требуется	2019 - 2021
Реконструкция детского дошкольного учреждения	на 80 мест	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Наговицына)	не требуется	2013 - 2015
Реконструкция детского дошкольного учреждения	на 80 мест	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Молодежная)	не требуется	2013 - 2015
Реконструкция детского дошкольного учреждения	на 80 мест	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Республиканская)	не требуется	2013 - 2015
Реконструкция детского дошкольного учреждения	на 180 мест	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. 70 лет Октября)	не требуется	2013 - 2015
Строительство детского дошкольного учреждения	на 120 мест	Зона застройки индивидуальными жилыми домами (ул. Удмуртская - Техническая)	не требуется	2016 - 2018
Строительство детского дошкольного учреждения	на 120 мест	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Чехова)	не требуется	2019 - 2021
Строительство детского дошкольного учреждения	на 120 мест	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Первая - Красноармейская)	не требуется	2022 - 2025
Строительство детского дошкольного учреждения	на 220 мест	Зона застройки многоэтажными жилыми домами (ул. Пехтина)	не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Строительство детского дошкольного учреждения	на 120 мест	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Куйбышева - Пастухова)	не требуется	2016 - 2018

5.1.2 Объекты учебно-образовательного назначения

Таблица N 3

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство общеобразовательной школы	на 800 мест	Зона застройки многоэтажными жилыми домами (ул. Пехтина - Толстого)	не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Строительство спортзала физико-математического лицея	общая площадь - 850 м2	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Кирова, д. 49)	не требуется	2013 - 2015
Строительство спортзала школы N 3	1-этажное, общая площадь - 476,0 м2	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Кирова, д. 37)	не требуется	2013 - 2015
Строительство спортзала школы N 8		Зона застройки среднеэтажными жилыми домами (ул. Пионерская, д. 19)	не требуется	2013 - 2015

5.1.3 Объекты здравоохранения

Таблица N 4

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство противотуберкулезного диспансера	На 100 коек	Отвод земельного участка подлежит согласованию с органами, осуществляющими государственный санитарно-эпидемиологический надзор, с оформлением санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии участка санитарным правилам и нормативам. Зона застройки объектами здравоохранения и социальной защиты (в районе ул. Сибирской) или на территории МО "Глазовский район"	Санитарный разрыв - 100 м	2019 - 2021

5.1.4 Объекты спортивного назначения

Таблица N 5

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство спортивного комплекса	Размер пятна застройки - 90 м x 140 м	Зона застройки многоэтажными жилыми домами (ул. Пехтина)	Не требуется	2013 - 2015
Строительство физкультурно-оздоровительного центра	Общая площадь - 860,0 м2. Строит. объем - 5500 м3	Зона смешанной, деловой и жилой застройки (ул. Карла Маркса)	Не требуется	2013 - 2015
Реконструкция зданий и сооружений городского стадиона МУ СКК "Прогресс"		Зона застройки спортивными плоскостными и объемными сооружениями (ул. Кирова)	Не требуется	2013 - 2015

5.1.5 Объекты культурно-досугового назначения

Таблица N 6

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство музейно-туристического комплекса на базе историко-культурного музея-заповедника "Иднакар"		Зона делового, общественного и коммерческого назначения (в районе д. Солдырь)	Не требуется	2019 - 2021
Реконструкция МУК ОКЦ "Россия"		Зона делового, общественного и коммерческого назначения	Не требуется	2013 - 2015

5.2 Объекты специального назначения

5.2.1 Объекты оказания ритуальных услуг и мест захоронения

Таблица N 7

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство кладбища смешанного и традиционного захоронения	до 40 га	на территории МО "Глазовский район"	СЗЗ - 300 м	2016 - 2018

5.2.2 Объекты утилизации и переработки бытовых и промышленных отходов

Таблица N 8

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Мусороперегрузочная станция ТБО	1,0 га	На территории МО "Глазовский район"	СЗЗ - 100 м	2019 - 2021

5.3 Объекты транспортной инфраструктуры

Таблица N 9

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Автомобильная дорога	Магистральная, районного значения	Продолжение ул. Пряженникова, с выездом на ул. Вятскую	Не требуется	2013 - 2015
Автомобильная дорога	Магистральная, районного значения	Продолжение ул. Первой, от ул. Колхозной до ул.	Не требуется	2013 - 2015, 2013 - 2015, 2019 - 2021

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
		Красноармейской, от ул. Красноармейской до ул. Братьев Касимовых, от ул. Братьев Касимовых до Окружного шоссе		
Автомобильная дорога	Местного значения	Продолжение ул. Барышникова, ул. Красноармейской до ул. Братьев Касимовых, от ул. Братьев Касимовых до Окружного шоссе	Не требуется	2019 - 2021
Автомобильная дорога	Магистральная, районного значения	Ул. Пастухова, ул. Братьев Касимовых, до Окружного шоссе, от ул. Пионерской до ул. Драгунова	Не требуется	2019 - 2021
Автомобильная дорога	Магистральная, общегородского значения	Продолжение ул. Толстого, от ул. Пехтина до МУП "Водоканал"	Не требуется	2016 - 2018
Автомобильная дорога	Магистральная, общегородского значения	Продолжение дороги по ул. Технической, до перекрестка с автодорогой ОАО "Удмуртская птицефабрика", с выездом на автомобильную дорогу Глазов - Яр, жилой район "Сыга"	Не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Автомобильная дорога	Магистральная, общегородского значения	Продолжение ул. Драгунова, до ул. Технической, со строительством моста через реку Сыгу	Не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Автомобильная дорога	Местного значения	От МУП "Водоканал" до ул. Сибирской	Не требуется	2019 - 2021
Автомобильная	Магистральная, общегородского значения	Продолжение ул. Пехтина до ул. Карла Маркса	Не требуется	2016 - 2018
Автомобильная дорога	Магистральная, районного значения	Ул. Звездная, от ул. Технической до бульвара Озерный	Не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Автомобильная дорога	Магистральная, районного значения	Бульвар Озерный, от Ярского тракта до ул. Солнечной. От ул. Солнечной на запад	Не требуется	2013 - 2015, 2016 - 2018, 2019 - 2021, 2022 - 2025
Автомобильная дорога	Местного значения	Параллельно ул. Солнечной, от ул. Технической до Ярского тракта	Не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Автомобильная дорога	Магистральная, районного значения	Продолжение проезда Газовиков до ул. Технической	Не требуется	2013 - 2015, 2019 - 2021

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Автомобильная дорога	Местного значения	От п/с Звездная до ул. Первая линия	Не требуется	2013 - 2015
Автомобильная дорога	Местного значения	Ул. Братьев Касимовых, от ул. Пастухова до ул. Барышникова, от ул. Барышникова до ул. Первой, от ул. Первой до ул. Циолковского	Не требуется	2013 - 2015, 2019 - 2021, 2022 - 2025
Автомобильная дорога	Местного значения	От пер. Гвардейский до Окружного шоссе	Не требуется	2016 - 2018
Автомобильная дорога		Продолжение ул. Белова, через р. Чепцу	Не требуется	расчетный срок
Автомобильная дорога	Местного значения	Параллельно ул. Первой, от ул. Братьев Касимовых до Окружного шоссе	Не требуется	2022 - 2025
Велосипедная дорожка		От ул. Пехтина, с выездом на север на ул. Карла Маркса	Не требуется	2016 - 2018
Автомобильная дорога. Путьпровод	Магистральная, общегородского значения	Продолжение ул. Толстого от МУП "Водоканал" с выездом на ул. Сибирскую и Красногорский тракт, через магистральную ж/д линию	Не требуется	2022 - 2025
Пешеходный мост		В створе ул. Удмуртской, через магистральную ж/д линию	Не требуется	2022 - 2025
Пешеходный мост		В створе ул. Советской, через магистральную ж/д линию	Не требуется	2019 - 2021
Автомобильный мост		По ул. Вятской, через р. Сыга	Не требуется	2013 - 2015
Автомобильный мост		По ул. Драгунова, через р. Сыга	Не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Автомобильный мост		По ул. Пехтина, через р. Чепца	Не требуется	2022 - 2025

5.4 Объекты пожарной охраны

Для развития системы объектов пожарной охраны планируется размещение следующих объектов:

Таблица N 10

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство пожарного депо	На 4 пожарные машины	Зона размещения коммунальных и складских объектов (Пехтина - Толстого)	Не требуется	2019 - 2021
Строительство пожарного депо	На 2 пожарные машины	Зона размещения коммунальных и складских объектов (ул. Техническая, въезд 2-й оч., Юго-западный)	Не требуется	2013 - 2015

5.5 Объекты озеленения

Для развития системы благоустройства планируется размещение следующих объектов местного значения:

Таблица N 11

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Реконструкция сквера	площадь 0,2 га	В районе здания по адресу: ул. Энгельса, 18	Не требуется	2013 - 2015
Реконструкция сквера	площадь 0,2 га	В районе ГОУ ВПО "Глазовский государственный педагогический институт им. В.Г. Короленко"	Не требуется	2013 - 2015
Реконструкция сквера	площадь 0,7 га	Привокзальная площадь	Не требуется	2013 - 2015
Реконструкция Парка культуры и отдыха	площадь 6,51 га	Парк культуры им. Горького	Не требуется	2013 - 2015
Реконструкция сквера	площадь 0,21 га	На пересечении ул. Кирова и ул. Короленко	Не требуется	2016 - 2018
Реконструкция сквера	площадь 0,68 га	По ул. Пряженникова	Не требуется	2016 - 2018
Реконструкция сквера	площадь 1,56 га	У здания Администрации города (ул. Динамо, 6)	Не требуется	2013 - 2015
Реконструкция бульвара	площадь 1,87 га	Ул. Карла Маркса	Не требуется	2013 - 2015
Реконструкция бульвара	площадь 0,90 га	Ул. Калинина	Не требуется	2016 - 2018

Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации
Строительство сквера	площадь 0,75 га	На пересечении ул. Калина - Пехтина	Не требуется	2019 - 2021
Строительство бульвара	площадь 4,42 га	В жилом районе "Сыга"	Не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Строительство сквера	площадь 1,5 га	На пересечении ул. Июльской и ул. Звездной	Не требуется	2019 - 2021, 2022 - 2025
Строительство бульвара	площадь 0,68 га	Поселок "Птицефабрика"	Не требуется	2016 - 2018, 2019 - 2021
Строительство парка	площадь 12,3 га	На пересечении ул. Толстого и ул. Карла Маркса	Не требуется	2016 - 2018, 2019 - 2021
Строительство дендропарка	площадь 16,1 га	Жилой район "Южный"	Не требуется	2022 - 2025
Строительство сквера	площадь 0,4 га	Ул. Пионерская	Не требуется	2019 - 2021
Строительство парка	площадь 57,0 га	Парк "Заречный"	Не требуется	2019 - 2021
Создание рекреационной зоны	площадь 47,5 га	Парк "Заречный"	Не требуется	2022 - 2025
Создание рекреационной зоны	площадь 12,24 га	Набережная р. Чепца	Не требуется	2019 - 2021

5.6 Объекты инженерной инфраструктуры

5.6.1 Система водоснабжения

Генеральным планом планируется развитие централизованной системы водоснабжения с сохранением существующих водозаборов.

Основными мероприятиями по развитию системы водоснабжения являются:

1) комплексная модернизация системы водоснабжения с заменой отдельных участков, находящихся в нерабочем состоянии, и реконструкцией систем, подающих воду питьевого качества;

2) разработка комплексной программы развития сетей водоснабжения с проведением специальных расчетов и научных проработок;

3) сокращение аварийности на сетях и создание условий для бесперебойной подачи воды потребителю, внедрение мероприятий по энерго- и ресурсосбережению;

4) новое строительство сетей и сооружений системы водоснабжения на площадках нового строительства;

5) в случае экономической обоснованности строительство локальных сетей водоснабжения (водозаборная скважина, регулирующая емкость);

6) выполнение требований Федерального закона РФ от 7 декабря 2011 г. N 416-ФЗ "О водоснабжении и водоотведении".

5.6.2 Система водоотведения

Генеральным планом планируется развитие централизованной системы водоотведения. Сточные воды от жилой и общественной застройки, а также от промышленных предприятий после локальной очистки поступают в городскую хозяйственно-бытовую канализацию и транспортируются на центральную насосную станцию и далее на очистные сооружения биологической очистки.

Основными мероприятиями по развитию системы водоотведения являются:

1) разработка комплексной программы развития сетей водоотведения с проведением специальных расчетов и научных проработок;

2) комплексная модернизация системы водоотведения с заменой отдельных участков, находящихся в нерабочем состоянии, и реконструкцией отдельных технологических сооружений;

3) завершение строительства 3 очереди очистных сооружений;

4) сокращение аварийности на сетях и создание условий, внедрение мероприятий по энерго- и ресурсосбережению;

5) новое строительство сетей и сооружений системы водоотведения на площадках нового строительства;

6) в случае экономической обоснованности строительство локальных сетей водоотведения (локальные очистные сооружения, выгребные ямы);

7) выполнение требований Федерального закона РФ от 7 декабря 2011 г. N 416-ФЗ "О водоснабжении и водоотведении".

5.6.3 Система электроснабжения

Генеральным планом сохраняется сложившаяся система электроснабжения от энергосистемы ОАО "Удмуртэнерго" с учетом дальнейшего распределения электроэнергии по потребителям напряжением 6 кВ и 10 кВ.

Основными мероприятиями Генерального плана по развитию системы электроснабжения являются:

1) разработка комплексной программы развития сетей электроснабжения с проведением специальных расчетов и научных проработок;

2) комплексная модернизация системы электроснабжения с заменой отдельных участков и модернизацией трансформаторных подстанций;

3) завершение строительства 3 очереди очистных сооружений;

4) сокращение аварийности на сетях и создание условий для бесперебойной подачи электроэнергии потребителю, внедрение мероприятий по энерго- и ресурсосбережению;

5) новое строительство сетей и сооружений системы электроснабжения на площадках нового строительства;

6) выполнение требований Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике".

5.6.4 Система теплоснабжения

Генеральным планом сохраняется существующая централизованная система теплоснабжения с основными источниками ТЭЦ-1 ОАО "Чепецкий механический завод", котельная N 2 МУП "Глазовские теплосети".

Основными мероприятиями Генерального плана по развитию системы теплоснабжения являются:

- 1) разработка комплексной программы развития сетей теплоснабжения с проведением специальных расчетов и научных проработок;
- 2) комплексная модернизация системы теплоснабжения, поэтапная замена морально и физически устаревшего оборудования на основных источниках на автоматизированные котлоагрегаты нового поколения с высокими технико-экологическими характеристиками;
- 3) строительство переемычек между сетями магистральных трубопроводов от ТЭЦ-1 ОАО "ЧМЗ" и переемычки между сетями ТЭЦ-1 ОАО "ЧМЗ" и котельной N 2 "Глазовские теплосети";
- 4) сокращение аварийности на сетях и создание условий для бесперебойной подачи энергоресурса потребителю, внедрение мероприятий по энерго- и ресурсосбережению;
- 5) новое строительство сетей и сооружений системы теплоснабжения на площадках нового строительства;
- 6) в районах индивидуальной жилой застройки осуществлять строительство и развитие систем теплоснабжения от индивидуальных теплоисточников на газовом топливе;
- 7) выполнение требований Федерального закона от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении".

5.6.5 Система газоснабжения

Генеральным планом планируется сохранение существующих направлений использования газа с учетом увеличения доли использования природного газа как энергоносителя для реконструируемых и вновь строящихся теплоисточников, а также как единого энергоносителя (для пищевого приготовления, отопления и горячего водоснабжения).

Основными мероприятиями Генерального плана по развитию системы теплоснабжения являются:

- 1) разработка комплексной программы развития сетей газоснабжения с проведением специальных расчетов и научных проработок;
- 2) комплексная модернизация системы газоснабжения, поэтапная замена морально и физически устаревшего оборудования;
- 3) сокращение аварийности на сетях и создание условий для бесперебойной подачи энергоресурса потребителю, внедрение мероприятий по энерго- и ресурсосбережению;

4) новое строительство сетей и сооружений системы газоснабжения на площадках нового строительства;

5) закольцовка существующей схемы газоснабжения через микрорайон "Западный";

6) выполнение электрохимической защиты от коррозии всех существующих и вновь строящихся газопроводов, использование газопроводов из полиэтиленовых труб;

7) поэтапный перевод объектов, потребляющих сжиженный газ, на потребление природного газа;

8) выполнение требований Федерального закона от 31 марта 1999 г. N 69-ФЗ "О газоснабжении в Российской Федерации".

5.6.6 Связь, радиофикация и телевидение

Генеральным планом сохраняются существующие направления развития и использования объектов и сетей связи, радиофикации и телевидения.

Одной из важнейших задач функционирования систем связи, радиофикации и телевидения является создание на базе сети беспроводного вещания оповещения служб ГО и ЧС, использование его при оповещении населения при возникновении ЧС природного и техногенного характера, а также в особый период.

Основными мероприятиями Генерального плана по развитию системы связи, радиофикация и телевидения являются:

1) комплексная модернизация системы связи, радиофикации и телевидения путем поэтапной замены морально и физически устаревшего оборудования;

2) сокращение аварийности на сетях и создание условий для бесперебойной подачи сигнала потребителю, внедрение мероприятий по энерго- и ресурсосбережению;

3) новое строительство и модернизация существующих объектов и сетей на площадках нового строительства.

5.6.7 Инженерная подготовка территории

Комплекс мероприятий по инженерной подготовке территории города Глазова, характеризующейся достаточно сложными природными и техногенными условиями, ориентирован на стабилизацию среды, инженерную защиту

осваиваемой под жилую застройку территории, дальнейшее инженерно-техническое благоустройство (набережные, организация водоотведения поверхностного стока, благоустройство малых рек и пр.).

Основными мероприятиями Генерального плана по развитию системы инженерной подготовки являются:

- 1) разработка комплексного проекта водоотведения дождевых стоков с территории города;
- 2) защита территории от затопления и подтопления;
- 3) берегоукрепление р. Чепца;
- 4) благоустройство малых городских водотоков;
- 5) проведение комплекса мероприятий по инженерной подготовке территории и водоотведению на площадках нового строительства.

**Раздел 6. ПАРАМЕТРЫ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ЗОН, А ТАКЖЕ
СВЕДЕНИЯ О ПЛАНИРУЕМЫХ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ В НИХ
ОБЪЕКТАХ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ, ОБЪЕКТАХ
РЕГИОНАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ,
ОБЪЕКТАХ МЕСТНОГО ЗНАЧЕНИЯ, ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ
ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ**

Таблица N 12

Наименование функциональной зоны	Максимальная этажность застройки зоны	Максимальный коэффициент плотности застройки	Краткое описание режима освоения
Зона застройки индивидуальными жилыми домами	До 3 включительно	0,4	Зона предназначена для строительства индивидуальных жилых домов с полным комплексом объектов социального, бытового и коммерческого обслуживания. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки блокированными (индивидуальными) жилыми домами	До 3 включительно	0,6	Зона предназначена для строительства блокированных (индивидуальных) жилых домов с полным комплексом объектов социального, бытового и коммерческого обслуживания. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки среднеэтажными жилыми домами	От 2 до 5 включительно	0,8	Зона предназначена для строительства среднеэтажных многоквартирных жилых домов с полным комплексом объектов социального, бытового и коммерческого обслуживания. Допускается строительство многоквартирных жилых домов. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки многоэтажными жилыми домами	От 6 до 16 включительно	1,2	Зона предназначена для строительства многоквартирных жилых домов с полным комплексом объектов социального, бытового и коммерческого обслуживания. Допускается строительство среднеэтажных жилых домов. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки объектами делового, общественного и коммерческого назначения	До 9 включительно	3,0	Зона предназначена для строительства объектов общественного, коммерческого и бытового назначения. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)

Наименование функциональной зоны	Максимальная этажность застройки зоны	Максимальный коэффициент плотности застройки	Краткое описание режима освоения
Зона застройки объектами общественно-деловой и жилой застройки	До 16 включительно	3,0	Зона предназначена для строительства объектов общественного, коммерческого и бытового назначения как отдельно стоящих, так и встроенных и пристроенных к многоквартирным жилым домам. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки объектами здравоохранения и социальной защиты	До 9 включительно	2,4	Зона предназначена для строительства объектов здравоохранения и социальной защиты. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки объектами высшего, среднего профессионального образования	До 7 включительно	2,4	Зона предназначена для строительства объектов высшего, среднего профессионального образования. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки спортивными плоскостными и объемными сооружениями	Не нормируется	Не нормируется	Зона предназначена для строительства спортивных плоскостных и объемных сооружений. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона парков, набережных, садов, скверов, бульваров	1	0,1	Зона предназначена для строительства парков, набережных, садов, скверов, бульваров. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона озеленения специального, защитного озеленения	1	0,1	Зона предназначена для строительства озеленения специального, защитного озеленения. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона пляжа	1	0,1	Зона предназначена для использования в качестве пляжа со строительством вспомогательных объектов. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение,

Наименование функциональной зоны	Максимальная этажность застройки зоны	Максимальный коэффициент плотности застройки	Краткое описание режима освоения
			газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона пойменных ландшафтов	0	0,05	Зона предназначена для сохранения пойменных ландшафтов. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона естественных природных ландшафтов	0	0,05	Зона предназначена для сохранения естественных природных ландшафтов. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона лесов Глазовского лесничества	1	0,05	Зона предназначена для сохранения и лесов Глазовского лесничества. Использование лесов Глазовского лесничества осуществляется в соответствии с Лесным кодексом РФ. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки производственными объектами III, IV, V классов опасности	Не нормируется	2,4	Зона предназначена для строительства производственных объектов III, IV, V классов, санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, утвержденная постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 N 74. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки коммунальных и складских объектов IV, V классов опасности	До 5 включительно	1,8	Зона предназначена для строительства коммунальных и складских объектов IV, V классов опасности, санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, утвержденная постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 N 74. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)

Наименование функциональной зоны	Максимальная этажность застройки зоны	Максимальный коэффициент плотности застройки	Краткое описание режима освоения
Зона застройки производственно-деловыми объектами V класса опасности	До 9 включительно	1,8	Зона предназначена для строительства производственно-деловых объектов V класса опасности, санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, утвержденная постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 N 74. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки объектами железнодорожного транспорта	Не нормируется	Не нормируется	Зона предназначена для строительства объектов железнодорожного транспорта. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки объектами транспортной инфраструктуры	До 3 включительно	Не нормируется	Зона предназначена для строительства транспортной инфраструктуры. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки объектами инженерной инфраструктуры	До 5 включительно	1,8	Зона предназначена для строительства инженерной инфраструктуры. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона улично-дорожной сети	Не нормируется	Не нормируется	Зона предназначена для строительства автомобильных дорог местного значения с необходимым комплексом вспомогательных сооружений. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки садово-дачными участками	До 3 включительно	0,4	Зона предназначена для строительства садово-дачных участков. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона застройки объектами	До 5 включительно	2,4	Зона предназначена для строительства объектов

Наименование функциональной зоны	Максимальная этажность застройки зоны	Максимальный коэффициент плотности застройки	Краткое описание режима освоения
сельскохозяйственного производства			сельскохозяйственного производства. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона сельскохозяйственных угодий	0	0	Зона предназначена для развития сельскохозяйственных угодий. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона объектов специального назначения	Не нормируется	Не нормируется	Зона предназначена для строительства объектов специального назначения. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)
Зона кладбищ	До 2 включительно	0,1	Зона предназначена для строительства кладбищ. Допускается размещение объектов и сетей инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, газоснабжение, электроснабжение, связь)

Приложение 1. II. Карта планируемого размещения объектов местного значения муниципального образования "Город Глазов";

Приложение 2. III. Карта границ населенного пункта, входящего в состав муниципального образования "Город Глазов";

Приложение 3. IV. Карта функциональных зон муниципального образования "Город Глазов".

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОАО «ЧЕПЕЦКИЙ МЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД»

Открытое акционерное общество «Чепецкий механический завод» находится в г. Глазове Удмуртской Республики. ОАО «ЧМЗ» входит в структуру ОАО «ТВЭЛ» Министерства РФ по атомной энергии. Завод основан 19 декабря 1946 года на базе бывшего патронного завода для производства металлического урана, сверхчистого металлического кальция и циркония. Обладая мощной научной и промышленной базой, завод в последнее десятилетие параллельно с совершенствованием существующих технологий освоил производство редкоземельной продукции, ниобия, керамики на основе диоксида циркония и др. Деятельность ОАО «ЧМЗ» базируется на ряде специализированных производств, оснащенных современным химическим, электрохимическим, металлургическим оборудованием.

Продукция завода поставляется в атомную, химическую, газовую и нефтеперерабатывающую промышленности, также продукция экспортируется в ближнее и дальнее зарубежье.

Город Глазов находится на севере Удмуртской Республики, на берегу реки Чепцы, расположен на основной железнодорожной магистрали РФ, имеет автомобильное сообщение со всеми регионами страны.

Электроснабжение завода осуществляется от двух источников – собственной ТЭЦ с установленной мощностью 89,4 МВт и электрических сетей филиала «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

Электроснабжение от ТЭЦ осуществляется от двух ГРУ-6 кВ по 30 кабельным линиям, к которым подключены трансформаторные подстанции (ТП) 6/0,4 кВ.

Электроснабжение от внешней энергосистемы (электрических сетей ОАО «МРСК Центра и Приволжья») осуществляется по 1-й категории надежности электроснабжения от ПС 220/110 кВ «Звёздная» по двум ВЛ-110 кВ через ГПП-803, от ПС-220/35 кВ «Глазов» по двум ВЛ-35 кВ и ПС 220/35 кВ «Юбилейная» по двум ВЛ-35 кВ, от которых запитаны ГПП-710, ГПП-768 и ГПП-769.

На ГПП-803 установлены два трансформатора 110/10 кВ с расщеплённой вторичной обмоткой, четыре секции шин 10 кВ. Установленная мощность трансформаторов 126 МВА. К шинам 10 кВ подключены 10 кабельных линий, питающих ТП 10/04, кВ.

На ГПП-710 установлены два трансформатора 35/6 кВ с расщеплённой вторичной обмоткой, четыре секции шин 6 кВ, установленная мощность

трансформаторов 50 МВА, к шинам 6 кВ подключены 15 кабельных линий, питающих ТП-6/0,4 кВ.

На ГПП-768 установлены два трансформатора 35/6 кВ с расщеплённой вторичной обмоткой, четыре секции шин 6 кВ, установленная мощность трансформаторов 50 МВА, к шинам 6 кВ подключены 16 кабельных линий, питающих ТП-6/0,4 кВ.

На ГПП-769 установлен один трансформатор 35/6 кВ с установленной мощностью 31,5 МВА, по одной кабельной линии 6 кВ ГПП-769 соединена с ГПП-768.

Всего к внешним электрическим сетям подключены трансформаторы с установленной мощностью 321,5 МВА.

Параллельная работа ТЭЦ с энергосистемой осуществляется через два силовых трансформатора 35/6кВ с суммарной установленной мощностью 64 МВА по двум кабельным линиям связи 35кВ с ПС «Глазов» филиала «Удмуртэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

Распределительная сеть завода 6-10 кВ включает в себя кабельную сеть общей протяжённостью 160,4 км и 191 ТП 6-10/0,4 кВ с общей установленной мощностью 595,84 МВА.

Основными энергоресурсами, потребляемыми заводом, являются газ, мазут и уголь, которые доставляются из-за пределов Удмуртской Республики.

Уголь поставляется на завод железнодорожным транспортом с Интинского бассейна марок ДКОМ, ДР, ДСШ, с Хакасского бассейна марки ДР, с Кузнецкого бассейна марок ГР, ГМСШ, ДР, с Печерского бассейна марки ГЖОМСШ.

Мазут доставляется так же по железной дороге в цистернах с предприятий «Нефтехим» г.Уфа, «Бикмянь» г.Казань, «Князевка» г.Саратов.

Природный газ поставляется с КС «Добрянская» по газопроводу Оханск-Киров.

Имеющиеся топливно-энергетические ресурсы в регионе в виде древесины и торфа на предприятии не используются.

Имеющая на предприятии ТЭЦ является элементом схемы электроснабжения и теплоснабжения предприятия и входит в систему жизнеобеспечения города Глазова как основной теплоисточник. Сданная в промышленную эксплуатацию в 1949 году, ТЭЦ ОАО «ЧМЗ» производит электрическую и тепловую энергию, для обеспечения 100 % нормального режима работы производства ОАО «ЧМЗ» а также около 60 % вырабатываемой тепловой

энергии ОАО «ЧМЗ» реализует МУП «Глазовские тепловые сети» на нужды отопления и горячего водоснабжения населения, учреждений здравоохранения, образования, культуры и ряда промышленных предприятий, что составляет до 90% объема в данном виде услуг г. Глазова.

ТЭЦ является промышленно - отопительной тепловой электростанцией среднего давления с поперечными связями. Паспортная установленная тепловая мощность 697 Гкал/час. На ТЭЦ установлено восемь паровых энергетических котлов производительностью по 75 тонн пара в час, из них для трех котлов уголь является основным топливом. Для пяти котлов природный газ - основное топливо, мазут – резервное (Котельные агрегаты Барнаульского котлостроительного завода ЦКТИ- 75- 39Ф2 (ст. № 7-13) и Белгородского котлостроительного завода БКЗ- 75- 39 ГМ (ст. № 14, 15). Дополнительно на ТЭЦ установлено четыре водогрейных котла ПТВМ-100, которые предназначены для покрытия пиков теплофикационных нагрузок ТЭЦ: один из которых работает на мазуте (ст. № 16), три оставшихся используют природный газ как основное топливо, резервное топливо – мазут (ст. № 19,20, 21).

На ТЭЦ установлено шесть паровых турбин: одна турбина(ст .№ 1) типа АР-6-6, три турбины (ст .№ 3, 7, 8) типа АРТ-12 с производственным отбором пара давлением 12 атм. и теплофикационным отбором пара давлением 1,2 атм. и две турбины (ст .№ 5, 6) типа

ДК 20-120 с давлением пара в производственном отборе 6 атм. и теплофикационным отбором пара давлением 1,2 атм.

В схему теплофикации и горячего водоснабжения ТЭЦ входят три бойлерные установки, одиннадцать сетевых и восемь подпиточных насосов теплосети, три бака аккумулятора воды для горячего водоснабжения по 3000 м³ каждый.

Для подготовки воды для подпитки паровых энергетических котлов и теплосети на ТЭЦ имеется: химводоочистка ХВО-1 производительностью 350 тонн в час для подпитки котлов, и химводоочистка ХВО-2 производительностью 1250 тонн в час для подпитки теплосети.

В 2007 г на ТЭЦ введена в эксплуатацию парогазовая установка, включающая в себя газовую турбину (SGT600) с электрическим генератором (AMS 1120LC) номинальной мощностью 24,5 МВт и паровой котел-утилизатор (К-38/3,9-228-547 (модель ТКУ-14)) среднего давления производительностью 40 т/ч.

Топливное хозяйство ТЭЦ включает в себя угольный склад объемом 55 тысяч тонн и мазутное хозяйство, имеющее в своем составе девять резервуаров емкостью по пять тысяч кубических метров каждый, оборудование для слива, перекачки, подогрева и подачи мазута в котельный цех ТЭЦ.

Газовое хозяйство ТЭЦ имеет в своем составе газопровод высокого (12 атм) давления, газораспределительный пункт, газопровод среднего (0,6 атм) для подачи газа к энергетическим и водогрейным котлам. Для обеспечения работы парогазовой установки имеется газопроводы высокого (8 и 25 атм) давления и дожимная компрессорная станция, предназначенная для повышения давления природного газа перед газовой турбиной до 25 атм.

Водоснабжение завода полностью обеспечивается из реки Чепцы, водоотвод, после очистки на очистных сооружениях, осуществляется в реку Чепцу.

Воздухоснабжение производства осуществляется централизованно двумя компрессорными заводами.

Перечень паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования объекта (объектов) по производству электрической энергии и мощности

Общие характеристики генерирующего оборудования															
Состав	ТЭЦ ОАО ЧМЗ														
Суммарная установленная мощность, МВт	89,4														
Характеристики генерирующего оборудования															
Единица генерирующего оборудования	Турбоагрегат ТГ-1 в составе: турбина АР-6-6, генератор Т2-6-2 Турбоагрегат ТГ-3 в составе: турбина АРТ-12, генератор Т2-12-2 Турбоагрегат ТГ-7 в составе: турбина АРТ-12, генератор Т2-12-2 Турбоагрегат ТГ-8 в составе: турбина АРТ-12, генератор Т2-12-2 Турбоагрегат ТГ-5 в составе: турбина ДК-20-120, генератор Т2-12-2 Турбоагрегат ТГ-6 в составе: турбина ДК-20-120, генератор Т2-12-2 Турбоагрегат ТГ-10 в составе: турбина GT10B2, генератор AMS 1120LK														
Индивидуальный идентификационный код единицы генерирующего оборудования	(в том числе указать код КПО – классификатор производственных объектов, если он присвоен)														
Установленная мощность единицы генерирующего оборудования, МВт	<table> <tr><td>Турбоагрегат ТГ-1</td><td>6</td></tr> <tr><td>Турбоагрегат ТГ-3</td><td>12</td></tr> <tr><td>Турбоагрегат ТГ-7</td><td>12</td></tr> <tr><td>Турбоагрегат ТГ-8</td><td>12</td></tr> <tr><td>Турбоагрегат ТГ-5</td><td>12</td></tr> <tr><td>Турбоагрегат ТГ-6</td><td>12</td></tr> <tr><td>Турбоагрегат ТГ-10</td><td>23,4</td></tr> </table>	Турбоагрегат ТГ-1	6	Турбоагрегат ТГ-3	12	Турбоагрегат ТГ-7	12	Турбоагрегат ТГ-8	12	Турбоагрегат ТГ-5	12	Турбоагрегат ТГ-6	12	Турбоагрегат ТГ-10	23,4
Турбоагрегат ТГ-1	6														
Турбоагрегат ТГ-3	12														
Турбоагрегат ТГ-7	12														
Турбоагрегат ТГ-8	12														
Турбоагрегат ТГ-5	12														
Турбоагрегат ТГ-6	12														
Турбоагрегат ТГ-10	23,4														

Расход электрической энергии (мощности) на собственные нужды, %	6-15 %
Тип единицы генерирующего оборудования	тепловая электростанция
Вид топлива (основной, резервный)	Газ, уголь (основной); мазут (резервный)

Техническая характеристика оборудования ТЭЦ ОАО «Чепецкий механический завод»

Котлоагрегаты

Ст. №	Тип (марка)	Завод-изготовитель	Структура сжигаемого топлива	Давление перегретого пара, кгс/см ²	Паро-/теплопроизводительность			Год ввода в эксплуатацию	Остаточный ресурс, лет	Следующий капитальный ремонт	Год реконструкции (перевода на газ / мазут)
					газ	мазут	уголь				
7	ЦКТИ-75-39Ф2	БКЗ	Уголь/мазут	30-32	-	-	75 т/ч	1952	15	март 2013	-
8	ЦКТИ-75-39Ф2	БКЗ	Уголь/мазут	30-32	-	-	75 т/ч	1952	55	2015	-
9	ЦКТИ-75-39Ф2	БКЗ	Уголь/мазут	30-32	-	-	75 т/ч	1953	11,5	май 2015	-
10	ЦКТИ-75-39Ф2	БКЗ	Уголь/мазут	30-32	-	-	75 т/ч	1955	26	*	-
11	ЦКТИ-75-39Ф2	БКЗ	Газ/мазут	30-32	75 т/ч	75 т/ч	-	1955	28	*	2005
12	ЦКТИ-75-39Ф2	БКЗ	Газ/мазут	30-32	75 т/ч	75 т/ч	-	1957	11,5	сентябрь 2014	2003
13	ЦКТИ-75-39Ф2	БКЗ	Газ/мазут	30-32	7,5 т/ч	75 т/ч	-	1962	15	июнь 2014	2002
14	БКЗ-75-39ГМ	БелКЗ	Газ/мазут	30-32	75 т/ч	75 т/ч	-	1972	13	июль 2015	1999
15	БКЗ-75-39ГМ	БелКЗ	Газ/мазут	30-32	75 т/ч	75 т/ч	-	1973	32	август 2014	1999
16	ПТВМ-100	БелКЗ	Мазут	-	-	100 Гкал/ч	-	1974	4	*	-
19	ПТВМ-100	БелКЗ	Газ/мазут	-	100 Гкал/ч	100 Гкал/ч	-	1985	34	май 2013	1998
20	ПТВМ-100	БелКЗ	Газ/мазут	-	100 Гкал/ч	100 Гкал/ч	-	1985	19	июль 2013	1998
21	ПТВМ-100	БелКЗ	Газ/мазут	-	100 Гкал/ч	100 Гкал/ч	-	1985	25	август 2014	1998

Состав вспомогательного оборудования котлоагрегатов ТЭЦ ОАО «ЧМЗ»

Ст.№	Тип (марка)	Вентилятор дутьевой	Дымосос	Дымосос рециркуляции газов	Мельница углеразмольная	Вентилятор мельничный	Питатель сырого угля
7	ЦКТИ-75-39Ф2	ВД-10-13,5 Нэл.дв=190 кВт, Q=87 тыс. м ³ /ч H=354 мм.вод.ст.	Д-18×2 Нэл.дв=260 кВт, Q=180 тыс. м ³ /ч H=330 мм.вод.ст.	-	ШБМ-250/390 (Ш-10) Нэл.дв=370 кВт	ВМ 40/730 Нэл.дв=370 кВт Q=40 тыс. м ³ /ч H=750 мм.вод.ст.	СПУ-700/1680 ленточный, скребковый

Ст.№	Тип (марка)	Вентилятор дутьевой	Дымосос	Дымосос рециркуляции газов	Мельница углеразмольная	Вентилятор мельничный	Питатель сырого угля
8	ЦКТИ-75-39Ф2	ВД-10-13,5 Нэл.дв=230 кВт, Q=87 тыс. м ³ /ч		-			
9	ЦКТИ-75-39Ф2	Н=354 мм.вод.ст.	Д-18×2 Нэл.дв=250 кВт, Q=180 тыс. м ³ /ч Н=330 мм.вод.ст.	ДН-12,5 Нэл.дв=75 кВт Q=39,9 тыс. м ³ /ч Н=351 мм.вод.ст.	ШБМ-250/390 (Ш-10) Нэл.дв=370 кВт	ВМ 40/750 ПУ Нэл.дв=370 кВт Q=40 тыс. м ³ /ч Н=750 мм.вод.ст.	ДШПСУ-10-1,5 двухшнековый Нэл.дв=4,5 кВт
10	ЦКТИ-75-39Ф2	ВД-10-13,5 Нэл.дв=190 кВт, Q=87 тыс. м ³ /ч Н=354 мм.вод.ст.	Д-18×2 Нэл.дв=260 кВт, Q=180 тыс. м ³ /ч Н=330 мм.вод.ст.				
11	ЦКТИ-75-39Ф2	ВД-20 Нэл.дв=315 кВт, Q=91 тыс. м ³ /ч	Д-18×2 Нэл.дв=260 кВт, Q=165 тыс. м ³ /ч Н=280 мм.вод.ст.	ДН-13 Нэл.дв=90 кВт Q=43 тыс. м ³ /ч			
12	ЦКТИ-75-39Ф2	Н=365 мм.вод.ст.					
13	ЦКТИ-75-39Ф2						
14	БКЗ-75-39ГМ	ВДН-20-11-У Нэл.дв=250 кВт, Q=165 тыс. м ³ /ч	Д-18×2 Нэл.дв=200 кВт, Q=165 тыс. м ³ /ч Н=281 мм.вод.ст.	-			
15	БКЗ-75-39ГМ	Н=450 мм.вод.ст.	Д-18×2 Нэл.дв=260 кВт, Q=165 тыс. м ³ /ч Н=281 мм.вод.ст.	-			
16	ПТВМ-100	Ц9-57 №5индивидуальный для каждой горелки, Нэл.дв=10 кВт, Q=10 тыс. м ³ /ч,Н=160 мм.вод.ст.	-	-			
19	ПТВМ-100		Д-20×2	-			
20	ПТВМ-100		Нэл.дв=400 кВт, Q=245 тыс. м ³ /ч	-			
21	ПТВМ-100		Н=408 мм.вод.ст.	-			

Турбоагрегаты

Ст. №	Тип (марка)	Установленная мощность		Расход свежего пара, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная нагрузка регулируемых отборов пара, т/ч		
		электрическая МВт	тепловая Гкал/ч			П-отбор	Т-отборы	Противо-давление
1	А-6-6	6	48	60	1953	-	-	60

Ст. №	Тип (марка)	Установленная мощность		Расход свежего пара, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная нагрузка регулируемых отборов пара, т/ч		
		электрическая	тепловая			П-отбор	Т-отборы	Противо-давление
		МВт	Гкал/ч					
3	АТП-12	12	53	90	1963	40	50	
5	Дк-20-120	12	45	94	1963	30	45	
6	Дк-20-120	12	45	94	1952	30	45	
7	АТП-12	12	53	115	1955	50	40	
8	АТП-12	12	53	115	1957	50	40	
10	SGT 600	23,4	-	-	2007	-	-	

Котлы ст. №№ 8-10 производства Барнаульского котлостроительного завода, заводская маркировка ЦКТИ-75-39Ф2, паропроизводительностью 75 т/ч. Параметры перегретого пара – $P_{п.п} = 32 \text{ кг/см}^2$, $t_p = 400 \text{ }^\circ\text{C}$. Расчетная температура питательной воды $t_{пв} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$. Данный котлоагрегат – однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, однокорпусной, П-образной компоновки, с твердым шлакоудалением, предназначен для работы на каменных углях. Растопочное топливо – мазут. Топочная камера оснащена 3-мя основными вихревыми пылеугольными горелками типа УТ-3 производства Барнаульского котлостроительного завода, расположенными в один ряд на фронтальной стене топки, производительностью по пыли 5,5 т/ч каждая, со встроенными в них мазутными форсунками механического распыления производительностью по мазуту 800 кг/ч каждая и 2-мя растопочными муфельными прямоточными горелками, расположенными на боковых стенах топки, производительностью по пыли 0,5÷1,5 т/ч. Водяной экономайзер и воздухоподогреватель котла – двухступенчатые, расположены «в рассечку»; особенностью же конструкции котлоагрегата является встроенный золоуловитель – батарейный мультициклон, расположенный перед «холодной» ступенью воздухоподогревателя, состоящий из 208 элементов диаметром 250 мм. Система пылеприготовления каждого котлоагрегата индивидуальная, замкнутая, с промежуточным бункером пыли, включает в себя одну шаровую барабанную мельницу ШБМ 250/390 (Ш-10). Емкость бункера сырого угля – 55 тонн, промежуточного бункера пыли – 38 тонн. Котлы ст. №№ 7, 8 имеют более низкую взрывопожаробезопасность пылесистем и несколько более низкие экологические показатели котельных установок в сравнении со ст. № 9 и № 10, обусловленные наличием у последних дымососов рециркуляции газов (ДРГ) и различием конструкций питателей сырого угля: ст. № 8 – скребковый, ст. №№ 9, 10 – двухшнековые.

Котлы ст. №№ 11-13 – заводская маркировка ЦКТИ-75-39Ф2 – аналогичные котлоагрегатам ст. №№ 7-10, но прошедшие реконструкцию – перевод на газомазутный топливный режим: основное топливо – природный газ, резервное – мазут. Топочная камера оснащена 3-мя вихревыми газомазутными горелками типа ГМУ-20М конструкции АОТ «НПО ЦКТИ» им. Ползунова, расположенными в один ряд на фронтальной стене топки со встроенными паромеханическими форсунками и запально-защитными устройствами типа ЗГ-01-1500. При

выполнении реконструкции оборудование «угольной части» (пылесистема, бункеры, пылепроводы и т.п.) было демонтировано.

Котлы ст. №№ 14, 15 производства Белгородского котлостроительного завода, заводская маркировка БКЗ-75-39ГМ, паропроизводительностью 75 т/ч. Номинальные (паспортные) параметры перегретого пара – $P_{пп}=39$ кгс/см², $t_{пп}=440$ °С. Расчетная температура питательной воды $t_{пв} = 145$ °С. Данный котлоагрегат – однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, однокорпусной, П-образной компоновки. Изначально котлы были предназначены для работы на мазуте, в 1999 году реконструированы с переводом на газомазутный топливный режим: основное топливо – природный газ, резервное – мазут. Топочная камера оснащена 6-ю вихревыми газомазутными горелками типа ГМ производства Белгородского котлостроительного завода, расположенными в два ряда (по 3 шт. в ряд) на фронтальной стене топки, со встроенными мазутными форсунками механического распыления.

Для поддержания нормальных параметров пара перед турбинами на котлах ТЭЦ необходимо выдерживать давление перегретого пара за главной паровой задвижкой (ГПЗ) 30 ± 32 кг/см² и температуру перегретого пара за впрыскивающим пароохладителем

400 °С.

Котел ст. № 16 – пиковый водогрейный, производства Белгородского котлостроительного завода, заводская маркировка ПТВМ-100, рассчитанный для сжигания мазута, предназначен для покрытия пиков теплофикационных нагрузок ТЭЦ. Он оборудован типовыми автоматическими устройствами с индивидуальными исполнительными механизмами управления горелками. Подогрев воды производится от температуры 110 °С до температуры 150 °С. Котел водотрубный, прямоточный с принудительной циркуляцией, имеет башенную компоновку, включен непосредственно в общую трубу электростанции.

Котел изготовлен для двухходовой (пиковый режим) схемы работы. Минимальный расход воды через котел 1500 т/час, по обогреваемой среде включен непосредственно в общий теплосетевой коллектор ТЭЦ ($2 \times D_y = 1000$ мм). Топка оборудована 16-ю мазутными горелками (по 8 шт. в 2 ряда на фронтальной и задней стенах топки) с мазутными форсунками механического распыления и индивидуальными вентиляторами типа Ц9-57 №5. Котлоагрегат оборудован типовыми автоматическими устройствами с индивидуальными исполнительными

механизмами управления горелками. Первичный подогрев воздуха, подаваемого для обеспечения сжигания топлива, отсутствует, забор воздуха осуществляется с улицы. Также отличительной особенностью к/а ст. № 16 является его полуоткрытая компоновка размещения в здании водогрейной котельной №1 (ВК-1): верхняя часть котлоагрегата находится выше крыши капитального отапливаемого здания и укрыта в короб из профилированных металлических листов, из-за чего запуск котла из холодного состояния сопровождается значительными тепловыми потерями, следовательно, достаточно большими экономическими затратами.

Котлы ст. №№ 17, 18 списаны и полностью демонтированы. К/а ст. №№ 17, 18 заводской маркировки ПТВМ-100 идентичны котлоагрегату ст. № 16. Демонтаж котла ст. № 17 произведен в 2005 году, ст. № 18 – в 2011 году.

Котлы ст. № 19-21 – пиковые водогрейные, производства Белгородского котлостроительного завода, заводская маркировка ПТВМ-100, теплопроизводительностью 100 Гкал/ч, рассчитаны на работу с графиком теплосети 150/70 °С. Подогрев воды производится от температуры 110 °С до 150 °С (при переводе котла в основной режим или при сжигании газа от 70 °С до 150 °С). Котел может работать как по двухходовой схеме (пиковый режим) с минимальным расходом сетевой воды 1500 т/час, так и по четырехходовой схеме работы (основной режим) с минимальным расходом сетевой воды 800 т/час. По обогреваемой среде котлы включены непосредственно в общий теплосетевой коллектор ТЭЦ (2×Dy=1000 мм). Котел водотрубный, прямоточный, с принудительной циркуляцией, башенной компоновки.

Изначально котлы были предназначены для работы на мазуте, в 1998 году реконструированы с переводом на газомазутный топливный режим: основное топливо – природный газ, резервное – мазут. Топка оборудована 16-ю газомазутными горелками (по 8 шт. в 2 ряда на фронтальной и задней стенах топки) типа ГМ производства

АО «Белэнерго» со встроенными мазутными форсунками механического распыления и индивидуальными вентиляторами типа Ц9-57 №5. Производительность при работе на природном газе – 900 м³/ч, на мазуте – 800 кг/ч. Котлоагрегат оборудован типовыми автоматическими устройствами с индивидуальными исполнительными механизмами управления горелками. Первичный подогрев воздуха, подаваемого для обеспечения сжигания топлива,

отсутствует, забор воздуха осуществляется из помещения водогрейной котельной №2 (ВК-2). Для обеспечения необходимого воздухообмена и поддержания нормируемой температуры воздуха (+10 ÷ +12 °С) в помещении ВК-2 установлены приточные установки.

Котлы ст. №№ 1-6 демонтированы; в 2007 году в этих ячейках была смонтирована парогазовая установка, включающая газотурбинную установку производства Siemens, тип – SGT-600 (23,4 МВт) и паровой котел-утилизатор производства Таганрогского котельного завода, типа К-38/3,9-228-547, однокорпусный, П-образной компоновки, газоплотный, с принудительной циркуляцией, с дополнительной утилизацией тепла в газовом подогревателе сетевой воды. Номинальные параметры котла-утилизатора – $D_{пп}=38,42$ т/ч, $R_{пп}=3,9$ МПа, $t_{пп}=440$ °С; при работе на ТЭЦ ОАО «ЧМЗ» котел-утилизатор выдает в общестанционный коллектор перегретый пар с параметрами: $R_{пп}=30$ кгс/см², $t_{пп}=400$ °С

Котлы ст.№№ 7, 10 и котёл-утилизатор подключены к дымовой трубе № 1 высотой 80 м. Котлы ст.№№ 8, 9, 11, 12, 13 подключены к дымовой трубе № 2 высотой 80 м. Котлы ст.№№ 14, 15, 16, 19, 20, 21 подключены к дымовой трубе № 3 высотой 120 м.

Турбогенератор № 1 служит для комбинированной выработки электрической энергии и тепловой энергии в виде отработанного пара.

Турбина АР-6-6 конструкции Невского завода им. Ленина активного типа с числом оборотов $n = 3000$ об/мин., противоаварийная, с использованием отработанного пара на производство и теплофикацию. Турбина рассчитана на максимально-длительную мощность 6000 кВт при параметрах свежего пара $P = 35$ ата, $T = 435$ °С и противоаварийным давлением 7 ата. В то же время позволяет работать на параметрах свежего пара $P = 29$ ата, $T = 400$ °С с соответствующим снижением максимально-длительной мощности до 5400 кВт. Паровая турбина выполнена однопоточной, одноцилиндровой, с одной регулирующей ступенью РАТО и 5-ю ступенями давления. После турбины пар идет на коллекторы производственного пара. Пределы регулирования противоаварийного давления 3-6 ати. В парораспределительную коробку пар поступает через автоматические стопорные клапаны по двум трубам. В парораспределительной коробке расположены 6 регулирующих клапанов, которые при полном открытии обеспечивают пропуск

пара в турбину в количестве 65 т/час при параметрах пара $P = 28$ ати, $T = 400^{\circ}\text{C}$ и с противодавлением 6 ати.

Турбогенератор № 3 служит для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Паровая турбина АПТ-12 изготовлена Калужским турбинным заводом.

Номинальная мощность на конденсационном режиме 12000 кВт, с номинальными отборами - 9000 кВт.

Номинальные параметры пара- давление - 28 ати, температура - 400°C .

Номинальное давление пара в первом регулируемом отборе 9 ати.

Номинальное количество пара, поступающее из первого регулируемого отбора при номинальном давлении в отборе, 50 т/час.

Номинальное давление пара во втором регулируемом отборе 0,2 ати.

Номинальное количество пара, поступающее из второго регулируемого отбора сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды при номинальном давлении в отборе, 33 т/час.

Номинальная температура охлаждающей воды 20°C .

Вакуум при конденсационном режиме с включенной регенерацией при температуре охлаждающей воды 20°C при мощности 12000 кВт - 91%, при мощности 6000 кВт - 95%.

Турбогенераторы №№ 5, 6 служат для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Турбина типа ДК 20-120 предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа Т-2-12-2, изготовленного заводом «Электросила» им. Кирова.

Турбина конструкции Кировского завода, активного типа, с частотой вращения

3000 об/мин, теплофикационная, с двумя регулируемыми и одним нерегулируемым отборами пара для обеспечения нужд производства и теплофикационных целей в указанных ниже размерах.

Турбина рассчитана на максимально-длительную электрическую мощность 12000 кВт. Параметры пара перед автоматическим стопорным клапаном: $P = 28$ ати,

$T = 400^{\circ}\text{C}$.

Первый регулируемый отбор давлением 5,5 ÷ 6,5 ати максимальной производительностью 53 т/час предназначен для подачи пара на производство, пиковые бойлеры, подогреватель высокого давления (ПВД) и химводоочистку (ХВО).

Второй регулируемый отбор давлением 0,2 ÷ 1,0 ати, максимальной производительностью 70 т/час предназначен для подачи пара на деаэраторы и основные бойлеры.

Третий отбор, нерегулируемый, предназначен для подогрева конденсата в подогревателе низкого давления (ПНД).

Турбогенераторы №№ 7, 8.

Паровая турбина типа АПТ-12-1 номинальной мощностью 12000 кВт при 3000 об/мин., конденсационная, с производственным и отопительным отборами пара, регенеративными подогревателями питательной воды предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа Т2-12-2.

Турбина рассчитана на работу свежим паром с начальными параметрами 28 ати и 400°С, измеренными перед стопорным клапаном.

Турбина имеет два регулируемых отбора:

производственный: давление пара от 7 ати до 12 ати с номинальной величиной отбора 45 т/час;

отопительный: давление пара от 0,2 ати до 1,5 ати с номинальной величиной отбора 35 т/час. Допускается снижение давления в отопительном отборе до 0,7 ата.

Турбина имеет два нерегулируемых отбора (после пятой и тринадцатой ступеней), предназначенных для регенеративного подогрева питательной воды и конденсата.

Особенности тепловой схемы ТЭЦ накладывают технические ограничения по использованию турбоагрегатами для разных видов нагрузок:

1. К паровому коллектору, для обеспечения технологических нагрузок подразделений ЧМЗ, подключены производственные отборы турбоагрегатов №№ 5 и 6 и выхлоп турбины № 1. Технологическая нагрузка составляет 30-60 т/час. Также данные отборы обеспечивают собственные нужды ХВО и системы регенерации сети питательной воды котлоагрегатов. Нагрузка СН ХВО и ПВД

составляет до 20 т/час пара каждая. Общая величина отборов в зависимости от сезона и времени суток колеблется от 50 до 100 т/час;

2. Турбины №№ 3, 7 и 8 переведены на работу с ухудшенным вакуумом, конденсаторы данных машин переведены на охлаждение обратной сетевой водой. Каждый из конденсаторов, подключен к отдельной линии ОВ.

Тепловая производительность конденсаторов, как теплофикационных подогревателей, составляет до 29 Гкал/ч.

Объемный расход охлаждающей воды составляет до 1000 т/ч турбин №№ 3 и 7 и до 900 т/ч для турбины № 6.

Теплофикационная установка

Узел горячего водоснабжения

Источником теплоснабжения предприятия является ТЭЦ расположенная на территории предприятия и являющаяся структурным подразделением ОАО «ЧМЗ». Тепловая энергия в виде горячей воды используется на предприятии для систем отопления вентиляции и ГВС производственных корпусов; кроме того ТЭЦ является основным источником тепла и горячего водоснабжения города Глазов. Система теплоснабжения – открытая двухтрубная, в летнее время теплоснабжение потребителей для нужд системы ГВС осуществляется по однотрубной схеме. Проектный температурный график работы тепловой сети 150/70°C.

Тепловая энергия с теплоносителем пар используется на предприятии в основном на технологические нужды.

Теплофикационная схема ТЭЦ состоит из двух теплоисточников:

–бойлерных установок «В», «Г», водогрейной котельной № 1 (ВК-1) с водогрейным котлом ст.№ 16, сетевых насосы № 1, 2, 3 группы «В» и сетевых насосов 1, 2, 3 группы «Г»;

–водогрейной котельной № 2 (ВК-2) с водогрейными котлами ст.№ 19, 20, 21 и сетевыми насосами 1, 2, 3, 4, 5.

Оба теплоисточника предназначены для нагрева сетевой воды, подаваемой в теплосеть завода и города, и включены параллельно через прямой и обратный коллекторы ЦТРП (центральный тепловой распределительный пункт).

Бойлерные установки «В» и «Г» обвязаны по сетевой воде параллельно водогрейному котлу в составе ВК-1, поэтому сетевая вода может быть нагрета на

бойлерной либо до температуры, соответствующей температурному графику (в осенне-весенний период, когда ВК-1 не работает), либо до температуры 104-110°C, при этом окончательный нагрев воды производится на водогрейном котле ВК-1.

Бойлерная установка «А» служит для подогрева химически очищенной воды (ХОВ) узла горячего водоснабжения (ГВС).

Бойлерная «В», тепловой мощностью 80 Гкал/ч имеет в своём составе:

- основной бойлер ОБ-1В типа БО-350-2 (введён в эксплуатацию в 1962 году);
- основной бойлер ОБ-2В типа ПСВ 315-3-23 (введён в эксплуатацию в 1988 году);
- пиковый бойлер ПБ-1В типа ПСВ 315-14-23 (введён в эксплуатацию в 1994 году);
- два конденсатных насоса КН-1В и 2В;
- три сетевых насоса 1В, 2В и 3В типа 14СД-10×2, производительностью по 1260 м³/ч, напором 12,3 кгс/см².

Бойлерная «Г», тепловой мощностью 120 Гкал/ч имеет в своём составе:

- ОБ-1Г типа ПСВ 500-3-23 (введён в эксплуатацию в 1971 году);
- ОБ-2Г типа ПСВ 500-3-23 (введён в эксплуатацию в 1971 году);
- ПБ-1Г типа ПСВ 500-14-23 (введён в эксплуатацию в 1971 году).
- три конденсатных насоса КН-1Г, 2Г и 3Г;
- три сетевых насоса 1Г, 2Г и 3Г типа 14СД-10×2, производительностью по 1260 м³/ч, напором 12,3 кгс/см².

Основные бойлеры подключены к теплофикационным отборам турбин ст. №№ 3, 5 ÷ 8. Максимальная величина теплофикационных отборов турбин составляет до 235 т/час пара. Пиковые бойлера подключены по пару к 1-м отборам турбин ст. №№ 3, 7, 8, максимальная величина отбора - 100 т/час. Также к данным отборам подключена система пароснабжения мазутного хозяйства.

Бойлерные установки «В», «Г» и сетевые насосы главного корпуса объединены общими коллекторами:

- коллектор обратной сетевой воды; в него врезаны трубопроводы обратной сетевой воды с 1-ой (трубопровод 113) и 2-ой (трубопровод 3) очередями предприятия, с жилого поселка (трубопровод 20), трубопроводы «109» и «110» с обратного коллектора сетевой воды ЦТРП, а также всасывающие трубопроводы всех сетевых насосов;

- распределительный коллектор; по нему вода от сетевых насосов подается на бойлерные установки «В» и «Г»;
- подающий коллектор (труба 108); по нему вода после всех бойлерных установок подается на водогрейный котёл в составе ВК-1;
- коллектор потребителей (труба 106); в этот коллектор поступает сетевая вода после водогрейного котла в составе ВК-1 (или помимо них, по обводам) и далее подается в прямой коллектор ЦТРП;

Подпитка теплосети в отопительный период осуществляется по 4-м подпиточным трубопроводам (в работе по мере необходимости может находиться любое количество подпиточных трубопроводов) в коллектора обратной сетевой воды:

- подпиточный трубопровод № 1 врезан в коллектор обратной сетевой воды главного корпуса в районе бойлерной установки «А».
- подпиточный трубопровод № 2 врезан в коллектор обратной сетевой главного корпуса воды в этом же районе.
- подпиточный трубопровод № 3 врезан в коллектор обратной сетевой воды главного корпуса в районе бойлерной установки «Б».
- подпиточный трубопровод № 4 (труба 117) врезан как в подающий коллектор, так и в коллектор обратной сетевой воды ЦТРП. По нему в летнее время подпиточная вода может подаваться как в подающий коллектор, так и в коллектор обратной сетевой воды (по согласованию с ООО «ТВК»).

Газовое хозяйство

В качестве основного топлива на ТЭЦ применяется природный газ, в качестве резервного – мазут, уголь.

На ТЭЦ поступает природный газ, поставляемый по договору газоснабжения заключенным с ООО «Газпром межрегионгаз Ижевск». Газ поставляется с КС «Добрянская» по газопроводу Ямбург-Тула1. На территорию ОАО «ЧМЗ» газ поступает от «Глазовская ГРС» по надземному газопроводу $Dy = 500$ мм с давлением 12 кгс/см². ГРП предназначен для очистки газа от механических примесей, снижения давления газа до 0,6 кгс/см² и поддержания его на заданном уровне независимо от расхода газа, измерения давления, температуры и расхода газа, подаваемого к потребителям.

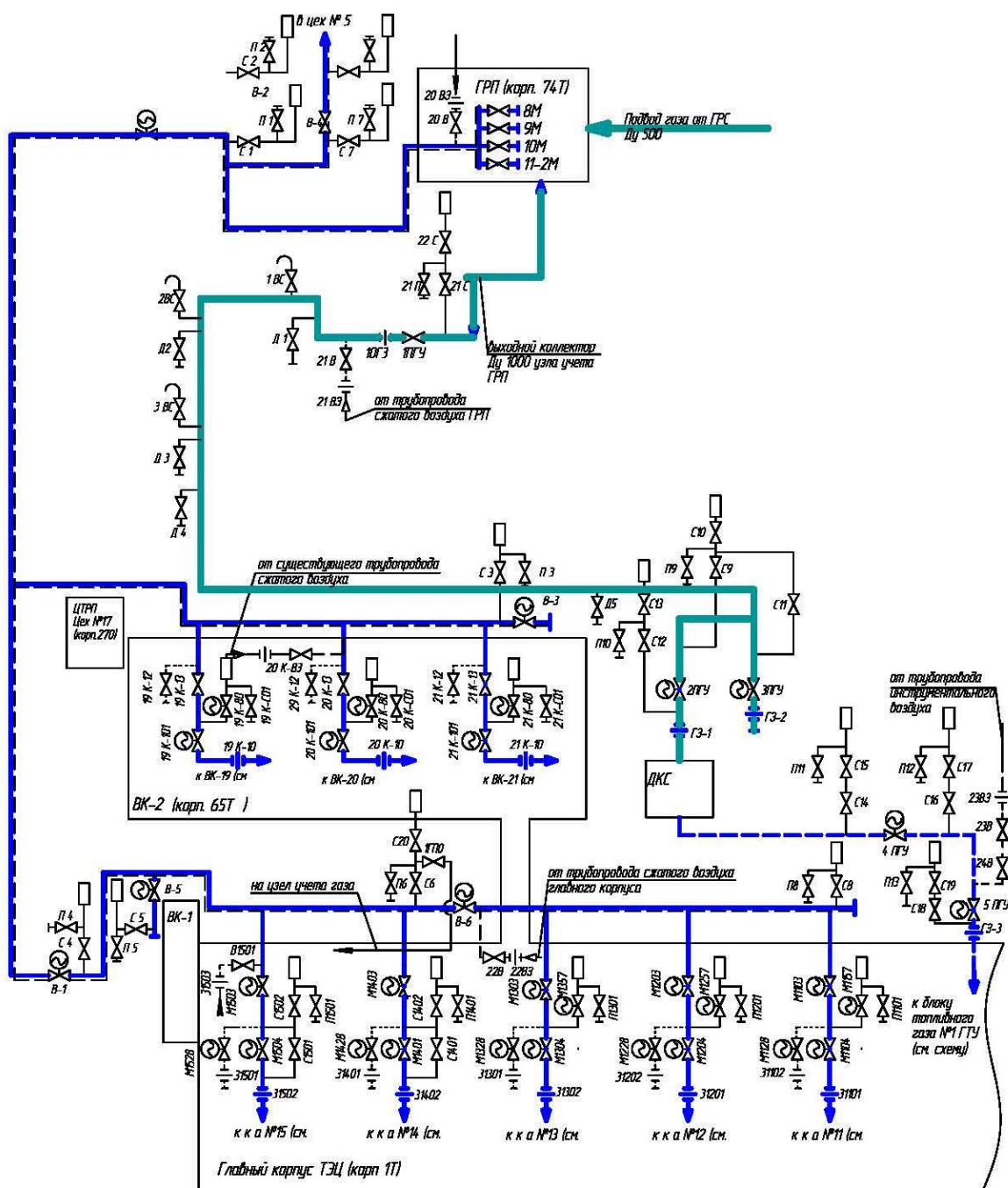
От ГРП природный газ направляется к двум группам потребителей:

– трубопроводом $Du = 200\text{мм}$ с давлением 1,2 МПа на дожимную компрессорную станцию (ДКС) ПГУ (природный газ отбирается после системы фильтров и узла измерения расхода, до узла редуцирования);

– трубопроводом $Du = 700\text{мм}$ с давлением 0,06 МПа на главный корпус и цех № 5.

Полный проектный расход газа через ГРП составляет 231 000 $\text{нм}^3/\text{ч}$.

Принципиальная схема газовых сетей ОАО «ЧМЗ» представлена на рисунке:



Мазутное хозяйство

Для приема, слива из железнодорожных цистерн и перекачивания мазута в резервуары мазутохранилища на мазутном хозяйстве ТЭЦ имеется комплекс устройств, носящий общее название «приемно-сливное устройство», в которое входят:

- два тупиковых железнодорожных пути длиной по 180 м, на которые устанавливаются цистерны при сливе мазута;
- две металлические эстакады, предназначенные для обслуживания прибывших цистерн с мазутом. Вместительность первой – 9 восьмиосных цистерн, вместительность второй – 15 четырехосных цистерн;
- два межрельсовых подземных железобетонных приемно-сливных лотка, соединенных с каналами, по которым слитый из цистерн мазут самотеком поступает в подземные приемные (промежуточные) емкости;
- узел переключения, состоящий из запорных органов (шандор) и перемычки между лотками, служащих для распределения мазута по приемным (промежуточным) емкостям;
- две подземные фильтр-сетки с ячейками 10×10 мм (не более 20×20 мм), предназначенные для очистки поступающего в приёмные (промежуточные) ёмкости мазута от крупных включений (щепы, ветоши, камней и т.д.);
- две приёмные (промежуточные) ёмкости, объемом по 400 м³, из которых мазут перекачивается в основные резервуары мазутохранилища, предназначенные для сглаживания неравномерностей слива и используемые как буферные емкости при внезапном отключении перекачивающих насосов;
- на каждой приемной (промежуточной) емкости установлен перекачивающий погружной насос и указатель уровня мазута.

Мазутохранилище состоит из 9-ти металлических надземных резервуаров номинальной емкостью по 5000 м³. Каждый из резервуаров может быть расходным или служить для хранения мазута. В расходных резервуарах мазут постоянно находится с температурой, при которой вязкость мазута обеспечивает надёжность поступления его самотёком на всас насосов.

На мазутном хозяйстве установлены следующие резервуары:

Диспетчерское наименование	Назначение	Объем, м ³	Сечение по горизонтали, м	Высота стены, м	Максимальный уровень мазута, м
№ 1А	Рабочий	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№ 3А	Рабочий	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№1	Хранение	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№2	Хранение	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№3	Хранение	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№4	Хранение	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№5	Хранение	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№6	Хранение	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7
№7	Хранение	5 000	Ø 22,8	11,92	11,7

Устройство разогрева мазута в каждом резервуаре выполнено с применением существующей схемы циркуляции мазута; резервуар – насос – подогреватель – резервуар. В резервуаре смонтировано специальное сопло для подвода горячего мазута к всасывающему трубопроводу насоса рециркуляции и коллектор с соплами для разогрева мазута в резервуаре. Подвод горячего мазута к соплам осуществляется от напорного трубопровода насосов рециркуляции.

Хозяйство твердого топлива

ТЭЦ ОАО «ЧМЗ» проектировалась для работы на углях Кизеловского бассейна с зольностью 32% и теплотворной способностью 4500 ккал/кг. В 80-х годах в связи с выработкой Кизеловского бассейна качество угля начало ухудшаться и к концу 80-х годов зольность достигла 45%, а теплотворная способность упала до 3200-3500 ккал/кг, содержание серы выросло до 5-6%.

В 1994 году совместно с ЦКТИ проведены испытания и доказана возможность сжигания в котлах ТЭЦ углей Интинского бассейна, по характеристикам несколько лучше Кизеловского.

В 1996 г также совместно с ЦКТИ проведена работа по переводу ТЭЦ на сжигание Кузнецких углей с характеристиками: зольность 18%, теплотворная способность 5000 ккал/кг, содержание серы – ниже 1%.

В качестве растопочного топлива для пылеугольных котлов используется мазут.

Для хранения угля, поступающего на ТЭЦ, оборудован открытый склад объемом 55 тыс. т и размером 266 × 65 м. На складе установлены мостовые электрические грейферные краны грузоподъемностью 5 т каждый. Емкость грейфера 2,5 т. Краны введены в эксплуатацию в 1996 г. Гарантийный срок работы кранов-перегрузателей истекает в 2020 г.

На территории склада имеются две железобетонные эстакады с железнодорожными линиями для разгрузки вагонов с прибывшим углем.

На территории открытого склада имеется шесть бункеров:

- два – с бульдозерной засыпкой угля и последующей подачей его через качающийся питатель на ленточный транспортер;
- четыре – с засыпкой угля грейферами и последующей подачей его через барабанные питатели на ленточные транспортеры.

Уголь с помощью грейферных кранов засыпается в питатели барабанного типа. Транспортировка угля к барабанам, бункерам сырого угля и непосредственно к котлам осуществляется по ленточным транспортерам. Перед тем как попасть на ленточные транспортёры к бункерам котлов, уголь размалывается в угледробильных установках типа ДМ, производительностью каждая 150 т/ч, введенных в эксплуатацию в 1949 г.

Отбор и разделка проб поступающего угля для химического анализа производится в помещении топливоподдачи.

Для разогрева смерзшегося угля в железнодорожных полувагонах на ТЭЦ имеется комплекс устройств, носящий общее название «тепляк». Тепляк является конвективным, т.е. размораживание полувагонов с углем производится путем принудительного нагнетания воздуха, нагретого в паровых калориферах, непосредственно к вагонам.

Емкость тепляка – 6 четырехосных полувагонов.

Химводоочистка

Для подготовки воды для подпитки паровых котлов и теплосети на ТЭЦ имеется: химводоочистка ХВО-1 производительностью 350 тонн в час для подпитки котлов и химводоочистка ХВО-2 производительностью 1250 тонн в час для подпитки теплосети.

Источником водоснабжения ТЭЦ служит река Чепца. Обработка воды на ТЭЦ осуществляется по следующим схемам:

Подготовка добавочной воды на питание паровых котлов осуществляется по следующей технологии: коагуляция сернокислым алюминием $Al_2(SO_4)_3$ в осветлителях ЦНИИ, фильтрация на механических фильтрах, параллельное

H-Na-катионирование, декарбонизация и доумягчение на Na-катионитовых фильтрах.

–Подготовка добавочной воды для подпитки теплосети осуществляется по следующей технологии: Н-катионирование с "голодным" режимом регенерации, декарбонизация и термическая деаэрация.

Паровой баланс Глазовской ТЭЦ на зимний период 2012-2013 гг.

ПАРОВОЙ БАЛАНС
(2012 г ÷ 2013 г)
Пар 0,2-1,5 кгс/см²

Потребность	Тн/час	Гкал/час	Покрытие	тн/час	Гкал/час
1. Основные бойлера (тепло потребителям с ГВС)	40	22	ТГ № 3	50	28
2. Деараторы подпитки №№ 1,2,3	24	13	ТГ № 5	45	25
3. Деаэраторы котловой (питательной) воды	30	18	ТГ № 6	45	25
3. Пар на основные бойлера б/у "В" (тепло потребителям с сетевой водой)	40	22	ТГ № 7	35	20
3. Пар на основные бойлера б/у "Г" (тепло потребителям с сетевой водой)	76	43	ТГ № 8	35	20
Итого:	210	118	Итого:	210	118

Пар 6 кгс/см²

1. Пар на производство (пар потребителям: 1,2, очереди завода, 700 пр-во)	50	36	ТГ № 1	60	41
2. Пар на ПВД №№ 1,2,3	36	24	ТГ № 5	30	20
5. СН (ХВО-1, 2, тепляк)	34	21	ТГ № 6	30	20
Итого:	120	81	Итого:	120	81

Пар 7-12 кгс/см²

1. Пар на пиковый бойлер б/у "В" (тепло потребителям с сетевой водой)	40	26	ТГ № 3	40	26
2. Пар на пиковый бойлер б/у "Г" (тепло потребителям с сетевой водой)	76	47	ТГ № 7	50	31

3.СН (Мазутное хозяйство)	4	3	ТГ № 8	50	31
4. ПВД №№ 4,5	20	12			
Итого:	140	88	Итого:	140	88

Итого на турбины:	470	287		470	287
-------------------	-----	-----	--	-----	-----

Пар 35 ата

Паровые котлы, в том числе	Тн/час	Гкал/час	На турбины в том числе:	Тн/час	МВт
КА № 7 (8,9,10)	70		ТГ №1	60	4
КА № 11	75		ТГ №3	90	5,5
КА № 12	75		ТГ №5	75	6,0
КА № 13	75		ТГ №6	75	6,0
КА № 14	72		ТГ №7	85	7,5
КА № 15	72		ТГ №8	85	7,5
КУ	38		ГТУ (ТГ № 10)		19,5
			потери	7	
Итого:	477		Итого:	477	56

Тепло от водогрейных котлов

ВК№ 1	60	Гкал/час	ВК№2	60	Гкал/час
ВК№2					

Приложение №33 к Отчёту о целевом энергетическом обследовании системы теплоснабжения ОАО «ЧМЗ»

Сведения о ТЭЦ ОАО «ЧМЗ»

Приводятся сведения за три последних отчётных года работы ТЭЦ.

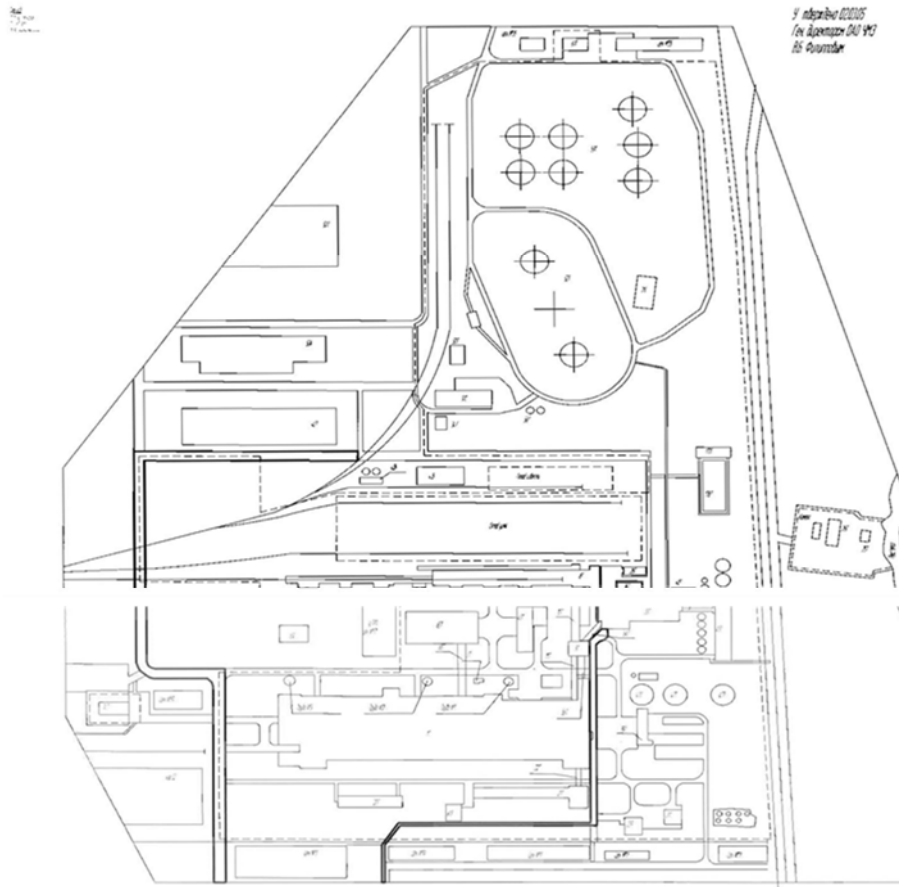
Раздел А. Основная общая информация по электростанции (ТЭЦ).

А1. Расположение, инфраструктура:

А1.1 – Удмуртская Республика , Глазовский район, город Глазов.

А1.2 - Карта площадки ТЭЦ – .

СХЕМА ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ЦЕХА №16



ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ СООБРАЖЕНИЯ

№	Имя	№	Имя
1	Цех №16	21	Цех №16
2	Цех №16	22	Цех №16
3	Цех №16	23	Цех №16
4	Цех №16	24	Цех №16
5	Цех №16	25	Цех №16
6	Цех №16	26	Цех №16
7	Цех №16	27	Цех №16
8	Цех №16	28	Цех №16
9	Цех №16	29	Цех №16
10	Цех №16	30	Цех №16
11	Цех №16	31	Цех №16
12	Цех №16	32	Цех №16
13	Цех №16	33	Цех №16
14	Цех №16	34	Цех №16
15	Цех №16	35	Цех №16
16	Цех №16	36	Цех №16
17	Цех №16	37	Цех №16
18	Цех №16	38	Цех №16
19	Цех №16	39	Цех №16
20	Цех №16	40	Цех №16

№	Имя
41	Цех №16
42	Цех №16
43	Цех №16
44	Цех №16
45	Цех №16
46	Цех №16
47	Цех №16
48	Цех №16
49	Цех №16
50	Цех №16



A1.4 - Транспортное сообщение:

Ж/Д Станция «Глазов», Горьковской ж.д., 3,8 км.

Сеть автомобильных дорог.

A1.5 -Уровень сейсмичности по шкале MSK-64.

Расчётная сейсмическая активность в г. Глазов согласно СНиП II-7-81 «Строительство в сейсмических районах» составляет 6 баллов со степенью Сейсмической опасности «С» (1%).

А1.6 - Ближайшее расстояние до жилых районов, прилегающих к ТЭЦ.

Около 1 км.

А1.7 - Общая площадь, занимаемая ТЭЦ.

Площадь земельного участка 290 658 м.кв.

Площадь производственных помещений 43 478 м.кв.

А1.8 - Описание земельной собственности ТЭЦ.

ТЭЦ расположена на территории предприятия (ОАО «ЧМЗ»).

А1.9 - Используемые виды основного и резервного топлива.

Основное топливо – газ, уголь.

Резервное топливо – мазут.

А1.10 - Используемые системы технического водоснабжения, в том числе, для охлаждения конденсаторов турбин. Наличие водных ресурсов для обеспечения работы ТЭС (река, озеро, водохранилище, море и т.п.), или для восполнения потерь воды из градирен и другого оборудования.

В системе технического водоснабжения используется вода реки Чепца (приток реки Вятки) расположенной непосредственно вблизи территории предприятия.

Сведения о технических параметрах водозаборных сооружений ТЭЦ ЧМЗ

Плотина на реке Чепца с подпорной стенкой, протяженностью 321,0 пог.м: в т.ч. длина подпорной стенки 125,0 пог.м (инв. номер 040150).

Техническое водоснабжение ТЭЦ ЧМЗ осуществлено по прямоточной схеме. Вода из реки, пройдя оголовок ряжевого типа, по двум самотечным линиям диаметра 1000 мм поступает в здание очистных сеток. После сеток вода забирается всасывающими трубами циркуляционных насосов береговой насосной станции и по двум напорным трубопроводам диаметрами 800 мм, на которых установлены узлы коммерческого учета воды, забираемой из реки, подается на охлаждение конденсаторов, масло- и воздухоохладителей ТЭЦ.

Отработанная вода от ТЭЦ по двум самотечным водоводам диаметра 800 мм сбрасывается в заводской коллектор, который отводит подогретую воду обратно в реку, ниже водозаборных сооружений.

Для подогрева забираемой речной воды в зимнее время и для борьбы с шугой предусмотрен отвод теплой воды из сбросного трубопровода ТЭЦ выше места водозабора (выпуск №5). Вода для гидрозолоудаления и химводоочистки отбирается также из сбросных трубопроводов ТЭЦ.

Обеспечение водой производственных нужд ТЭЦ и предприятия предусматривается речной и сбросной водой в летнее время и сбросной водой от ТЭЦ в зимний период. Производственная (техническая) вода подается от производственной насосной ТЭЦ, на которой установлено два насоса проектной производительность по 2 000 м³/час каждый.

Циркуляционные воды ТЭЦ отводятся от сифонных колодцев по двум трубам диаметром 800 мм в сбросной коллектор диаметром 1600 мм (выпуск №1, принадлежащий ООО «Тепловодоканал»). Дополнительно проложена 3-я нитка сбросного трубопровода, диаметром 800 мм, с непосредственным сбросом в речку вблизи оголовка коллектора диаметром 1600 мм (выпуск №6).

От напорных производственных трубопроводов, идущих на предприятие от производственной насосной ТЭЦ, предусмотрен резервный подвод воды на масло и воздухоохлаждение турбогенераторов ТЭЦ.

Водозаборные сооружения и насосная станция

Водозаборные сооружения и береговая насосная станция построены на левом вогнутом берегу реки.

Захват речной воды производится ряжевым оголовком затопленного типа, вынесенным в место наибольших глубин реки. Пройдя оголовок с деревянными решетками, в которых установлены рыбозащитные сетки с ячейками размерами 15 на 15 мм, вода по двум самотечным трубам диаметрами 1000 мм поступает в здание очистных сеток, выполненное из ж/б по типу опускного колодца.

Здание очистных сеток (водоприемник) разделено на две части с четырьмя камерами по числу всасывающих труб циркуляционных насосов. Каждая часть здания с двумя камерами обслуживается одной самотечной ниткой и двумя всасывающими трубами. Каждая камера оборудована двумя плоскими сетками с ячейками размерами 15 на 15 мм. Отключение самотечной линии производится

задвижкой, поставленной в конце самотечного трубопровода в здании очистных сеток. Отключение каждой из камер производится щитами. Обе половины здания соединены проемом, оборудованных щитами на случай ремонта или чистки любой из половин здания.

Для производства всех необходимых манипуляций по установке сеток щитов, и монтажа оборудования в кирпичной надстройке водоприемника установлена электрическая таль грузоподъемностью 3 тонны.

При высоких горизонтах поступление речной воды в здание очистных сеток производится непосредственно через верхние окна, расположенные на отметке 136,2 м. На зиму эти окна закрываются щитами. Подъем и опускание затворов входных окон производится ручной кошкой грузоподъемностью в 2 тонны.

Пропускная способность оголовка, самотечных труб и камер очистных сеток порядка около 3 м³/сек.

На расстоянии 17,6 м от здания очистных сеток построена береговая насосная станция. Оба здания соединены между собой мостками.

Размеры насосной в плане 24,6 *10 м. здание заглубленного типа. Высота подземной ж/б части 8, 05 м, надземной кирпичной 5,7 м.

В здании береговой насосной станции ТЭЦ установлено четыре насоса марки 20 НДН, производительностью 3000 м³/час, напором 23 м.

В выпуск №3 сливается очищенная вода после золоотвала ТЭЦ. Для транспортировки золошлаковой пульпы на золоотвал также используется вода, ранее забранная из реки через БНС, т.е. часть воды или до или после конденсаторов турбин отбирается из циркуляционных водоводов и смывными (проектная производительность каждого из двух установленных насосов составляет 320 м³/час) и эжектирующими насосами (проектная производительность каждого из трех установленных насосов составляет 300 м³/час) направляется в систему гидрозолоудаления. Далее из системы гидрозолоудаления бегерными насосами золошлаковая пульпа подается на золоотвал, где шлак и зола оседают в чаше золоотвала, а очищенная вода сливается в р. Чепца через выпуск №3 (два трубопровода диаметром по 300 мм).

На выпусках №3, №5, №6 установлены узлы коммерческого учета.

A2.1 - Общая численность штатного административного, инженерного, обслуживающего, вспомогательного, ремонтного персонала ТЭС (см. A2.2.).

A2.2 - Персонал – указать количество фактическое / по штатному расписанию:

	01.01.2009		01.01.2010		01.01.2011	
	факт	по ШР	факт	по ШР	факт	по ШР
Администрация	42	44	40	42	40	41
Инженеры	19	19	17	19	13	17
Операционный персонал, обслуживающий работу ТЭС	225	232	218	228	217	221
Вспомогательный персонал	7	7	6	7	4	6
Ремонтный персонал*	0	83	0	0	0	0
ИТОГО	293	385	281	296	274	285

* ремонтными работами занимается отдельное предприятие.

A2.3 – Постановка дел по обучению, тренингам персонала, допуску к работе, медицинскому освидетельствованию при допуске к работам.

Обучение и повышение квалификации персонала производится на основании плана обучения и повышения квалификации утверждённого заместителем генерального директора – техническим директором и согласованного заместителем генерального директора – директором по управлению персоналом. Указанный план составляется на основании заявок от руководителей подразделений. Обучение и повышение квалификации производится как с отрывом от производства, так и без отрыва от производства и осуществляется как на территории предприятия, так и за его пределами.

Процесс обучения и повышения квалификации персонала регламентирован внутренними стандартами предприятия (СМК) и выполняется в соответствии с установленными процедурами.

Допуск к работе осуществляется руководителями подразделений в соответствии с установленными правилами. Медицинское освидетельствование рабочих производится один раз в год, инженерно-технического персонала и других сотрудников - один раз в три года.

A3. Использование турбогенераторов:

A3.1 - Суммарная установленная мощность ТЭЦ:

	Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч
2009г.	89400	297

	Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч
2010г.	89400	297
2011г.	89400	297

А3.2 - Общее количество турбогенераторов:

-7

А3.3 - Установленная для каждого турбогенератора электрическая (МВт) и тепловая мощность (Гкал/ч):

Станционный номер	Мощность агрегата	
	электрическая МВт	тепловая Гкал/ч
1	6 000	48
3	12 000	53
5	12 000	45
6	12 000	45
7	12 000	53
8	12 000	53
10	23 400	
Итого	89 400	297

А3.4 - Суммарная выработка электрической мощности ТЭЦ за последние отчётные три года составила 1.073.275 МВт.

А3.5 - Суммарная выработка тепловой мощности ТЭЦ за последние отчётные три года составила 6229309 Гкал

А3.6 - Фактическая годовая выработка каждым турбогенератором электрической и тепловой энергии за последние отчётные три года.

Станционный номер турбогенератора	Выработка электроэнергии, МВт			Итого за три года
	2009	2010г.	2011г.	
1	27 482	24 654	23 413	75 549
3	32 150	50 794	54 109	137 053
5	51 683	62 418	54 106	168 207
6	60 693	55 312	65 701	181 706
7	35 619	37 600	57 821	131 040
8	45 035	48 458	36 145	129 638
10	96 156	103 533	50 393	250 082

А3.7 - Фактическое время эксплуатации каждого турбогенератора (час/за год) в течение трёх последних отчётных лет.

Станционный номер турбогенератора	Время эксплуатации, час			Итого за три года
	2009	2010г.	2011г.	
1	8333,7	8313,7	7857,7	16647,4
3	5132,2	5132,2	8418	18682,4
5	7433,9	8594	7880,5	23908,4
6	8332,3	7309,4	8685	24326,7
7	4834,7	5137,6	8244,2	18216,5
8	5905,7	5370,9	4600,4	15887
10	5088	5343	1768	12199

А4. Общие сведения об оборудовании ТЭЦ:

А4.1 - Краткое описание истории создания и строительства ТЭС: тип ТЭС; проект; очереди пуска; производители основного оборудования; типы, марки основного оборудования.

Общие сведения по ТЭЦ ОАО «ЧМЗ»

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) открытого акционерного общества «Чепецкий механический завод» является элементом схемы электроснабжения и теплоснабжения предприятия и входит в систему жизнеобеспечения города Глазова как основной теплоисточник. Сдана в промышленную эксплуатацию в 1949 году. ТЭЦ производит электрическую и тепловую энергию, конденсат для обеспечения нормального режима работы производства ОАО «ЧМЗ» и в тоже время около 60 % вырабатываемой тепловой энергии ОАО «ЧМЗ» реализует г. Глазову на нужды отопления и горячего водоснабжения населения, учреждений здравоохранения, образования, культуры и ряда промышленных предприятий. 90% объема в данном виде услуг г. Глазова обеспечивается за счет ТЭЦ ОАО «ЧМЗ».

ТЭЦ является промышленной тепловой электростанцией среднего давления с поперечными связями, установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 89,4 МВт, тепловая – 697 Гкал/час. В качестве топлива используется каменный уголь Кузнецкого и Интинского бассейнов, мазут и природный газ. На ТЭЦ установлено девять паровых энергетических котлов производительностью по

75 тонн пара в час, из них для четырех котлов уголь является основным топливом, мазут – резервным, для пяти котлов – природный газ - основное топливо, мазут – резервное. Дополнительно на ТЭЦ установлено четыре пиковых теплофикационных водогрейных котла ПТВМ-100, один из которых работает на мазуте, а на трех в качестве основного топлива используется природный газ, резервное топливо – мазут. В 2007 г. на ТЭЦ введена в эксплуатацию парогазовая установка, включающая в себя газовую турбину с электрическим генератором мощностью 23,4 МВт и паровой котел-утилизатор среднего давления производительностью 40 тонн пара в час. На ТЭЦ установлено шесть паровых турбин: одна типа Р-6-30/6, две турбины типа АРТ-12 с производственным отбором пара давлением 13 атм и теплофикационным отбором пара давлением 1,2 атм и две турбины того же типа с давлением пара в производственном отборе 6 атм.

В схему теплофикации и горячего водоснабжения ТЭЦ входят три бойлерные установки, сетевые и подпиточные насосы теплосети, баки запаса воды для горячего водоснабжения.

Для подготовки воды для подпитки паровых котлов на ТЭЦ имеется химводоочистка ХВО-1 производительностью 350 тонн в час, для подготовки подпиточной воды теплосети имеется ХВО-2 производительностью 1250 тонн в час.

Топливное хозяйство ТЭЦ включает в себя угольный склад объемом 55 тысяч тонн и мазутное хозяйство, имеющее в своем составе девять баков емкостью по пять тысяч кубических метров каждый, оборудование для слива, перекачки, подогрева и подачи мазута в котельный цех ТЭЦ.

Газовое хозяйство ТЭЦ имеет в своем составе газопровод высокого (12 атм) давления, газораспределительный пункт, газопровод среднего давления (0,6 атм) для подачи газа к энергетическим и водогрейным котлам. Для обеспечения работы парогазовой установки имеется газопроводы высокого (12 атм) давления и дожимная компрессорная станция, предназначенная для повышения давления природного газа перед газовой турбиной до 25 атм.

Для контроля за ведением водно-химического режима работы оборудования ТЭЦ, масла, используемого в технологическом оборудовании ТЭЦ, проведения анализов топлива в составе ТЭЦ имеется химическая лаборатория.

Стоимость основных фондов ТЭЦ (балансовая) по состоянию на 31.08.2011 г. составляет 2 млрд. 612 млн. 489 тыс. руб., остаточная – 1 506 170 696,97 рублей, износ основных фондов – 42,35%.

В 2010 г. полезный отпуск от ТЭЦ составил 326,315 млн. кВт*ч., 1 473 237 Гкал тепла, 4 233 059 тонн подпиточной (химически-очищенной) воды теплосети на нужды горячего водоснабжения, 171 345 тонн конденсата.

ТЭЦ ОАО ЧМЗ

Техническое перевооружение

1995 – 2001 годы.

Теплоэлектроцентраль (сокращенное наименование ТЭЦ) является структурным подразделением ОАО «Чепецкий механический завод». Сдана в промышленную эксплуатацию в 1949 году. ТЭЦ производит электрическую и тепловую энергию, конденсат для обеспечения нормального режима работы производства ОАО «ЧМЗ» и в тоже время около 60 % (700 000 Гкал) вырабатываемой тепловой энергии ОАО «ЧМЗ» реализует г. Глазову на нужды отопления и горячего водоснабжения населения, учреждений здравоохранения, образования, культуры и ряда промышленных предприятий. 90% объема в данном виде услуг г. Глазова обеспечивается за счет ТЭЦ–1 ОАО «ЧМЗ».

Котлы ТЭЦ проектировались для работы на углях Кизеловского бассейна с зольностью 32% и теплотворностью 4500 ккал/кг. Однако в 80-х годах в связи с выработкой Кизеловского бассейна качество угля постепенно начало ухудшаться и к концу 80-х годов зольность достигла 45%, а теплотворная способность упала до 3200 – 3500 ккал/кг, содержание серы выросло до 5-6%. При этих условиях и существующих в то время нагрузках количество вредных выбросов в атмосферу от ТЭЦ достигло 90 тысяч тонн в год. Необходимо было принимать меры по сокращению выбросов. Работы велись в нескольких направлениях. Центральным котлотурбинным институтом (ЦКТИ, г. Санкт – Петербург) были разработаны рекомендации по снижению выбросов летучей золы Кизеловского угля на котлах ЦКТИ 75-39 Ф2 путем модернизации золоуловителей или установки второй ступени очистки. Аналогичная работа проведена с научно-исследовательским институтом «НИИО–газ», однако в связи с недостатком свободных площадей на территории ТЭЦ установка второй ступени очистки оказалась неосуществимой.

Второе направление – это работа по поиску замещающих источников топливоснабжения. В 1994 году проведены испытания (совместно с ЦКТИ) и доказана возможность сжигания в котлах ТЭЦ углей Интинского бассейна, по характеристикам несколько лучше Кизеловского.

Эти мероприятия позволили значительно сократить выбросы вредных веществ в атмосферу, однако кардинально проблему не решили. ТЭЦ еще оставалась основным загрязнителем атмосферы города, ее выбросы составили 95% выбросов всех стационарных источников г. Глазова и 98,6% всех выбросов ОАО ЧМЗ.

В 1996 году также совместно с ЦКТИ проведена работа по переводу ТЭЦ на сжигание Кузнецких углей с характеристиками уже гораздо лучше Кизеловского. Зольность кузнецкого угля 18 %, теплотворная способность 5000 ккал/кг, содержание серы – ниже 1 %.

В 1995 году были разработаны технические решения по перевооружению ТЭЦ. На их основе 18 марта 1996 года совместным решением Минатома РФ, Правительства УР и Администрации г. Глазова утверждена «Программа технического перевооружения ТЭЦ». Позднее она вошла составной частью в «Программу Министерства атомной промышленности и энергетики по охране окружающей среды» и постановление Правительства РФ «О федеральной программе социально-экологического развития Удмуртской Республики на 1997 – 2000 годы».

Реконструкцию ТЭЦ решено осуществлять поэтапно.

Необходимость реконструкции (технического перевооружения) ТЭЦ–1 ОАО «ЧМЗ» обусловлена следующими факторами :

1. Износ основных фондов составляет от 38,9 % (здания, сооружения) до 84,5 % (оборудование, системы технологического управления, коммуникации).
2. Использование в качестве топлива каменных углей и высокосернистых мазутов определяет большой объем выбросов вредных веществ в атмосферу.
3. Необходимость содержания топливных складов, сложных и энергоемких систем подготовки и подачи твердого и жидкого топлива, золоудаления и золоотвалов, которые являются источниками загрязнения атмосферы и водных ресурсов.

Вышеперечисленные факторы являются определяющими высокой себестоимости производимых энергоресурсов.

Реконструкция началась в 1997 году. К маю 1998 года был построен магистральный газопровод диаметром 500 мм длиной 11 км, построен и отлажен газораспределительный пункт, проведены работы по перевооружению 3-х водогрейных котлов ПТВМ–100 для работы на газе. В мае 1998 года первый из них был запущен и опробован на природном газе, два других – в октябре и декабре 1998 года.

Переоценить это событие для города Глазова невозможно. До этого момента Глазов являлся самым экологически неблагополучным городом Удмуртии. Выбросы в атмосферу от ТЭЦ составили в 1996 году – 49819 тонн (для примера: выбросы в атмосферу по городам Удмуртии составляют : Ижевск – 29 тысяч тонн, Сарапул – 4,5 тысячи тонн, Воткинск – 2,7 тысячи тонн), т.е. на каждого жителя г. Глазова приходилось по 498 кг золы, окислов серы и азота в год. В 1998 году выбросы в атмосферу от ТЭЦ составили уже 19213 тонн, то есть уменьшились в 2,6 раза и это при работе на газе только водогрейных котлов и в течение одного квартала. Помимо этого, в отопительный сезон 1998 – 1999 г.г. Глазов впервые за последние годы отапливался без ограничений, в соответствии с графиком. В предыдущие годы из-за недостатка угля и мазута город получал около 60 % потребления тепла.

1999 год. Работы по реконструкции продолжаются. В сентябре на газе запущен в работу паровой котлоагрегат № 15, а в ноябре – котлоагрегат № 14. Эти котлы оснащены экологическими горелками нового поколения производства Белгородского завода энергетического машиностроения, на котлах смонтированы индивидуальные установки получения конденсата для регулирования температуры перегретого пара. Впервые котлы оснащены автоматизированной системой управления котлоагрегатами «Plant Scape» на контроллерах фирмы «Honeywell». Электрозащитное оборудование изготовлено на ОАО «ЧМЗ», средства управления первого уровня – российских производителей. На щите управления котлами отсутствуют привычные ключи и приборы, управление ведется с клавиатуры промышленного компьютера, вся необходимая информация отражается на дисплее.

На работы по перевооружению котлов. №№ 14,15 затрачено 18,8 млн.руб. Таким образом, на первую очередь реконструкции ТЭЦ затрачено 46,8 млн. рублей. В дальнейшем на эти нужды планируется затрачивать 20-25 млн. рублей ежегодно.

Работа водогрейных и двух энергетических котлов на газе позволила снизить выбросы в атмосферу с ТЭЦ до 9 тыс. т., что составляет уменьшение к 1996 г. в 5,5 раз.

Реализация мероприятий позволила предприятию сохранить в 1999 и 2000 годах стоимость на тепловую энергию на уровне 1998 года, хотя среднегодовой уровень цен на топливо вырос : уголь – 35 %, мазут – 100 %, газ – 20 %. Изменилась структура потребления топлива. Потребление угля по отношению к 1997 году снижено на 187 тыс. тонн, мазут на 56,5 тыс. тонн. Потребление газа составило 140 млн. м куб.

2000 год. Преступили к реализации второй очереди реконструкции – перевод в топливный режим газ – мазут четырех энергетических пылеугольных котлов ЦКТИ – 75 – 39 Ф2 общей мощностью 300 т перегретого пара в час с соответствующим развитием автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Задачи второй очереди реконструкции : первое – целенаправленное вытеснение угля из топливного баланса. Пока это удалось косвенно, поскольку газификацию начали с мазутных котлов (более дорогое топливо); второе – необходимо более равномерное потребление газа в течение года, ведь с окончанием отопительного сезона водогрейные котлы встают. При переводе на газ пылеугольного котла. № 13 в топливный режим газ - мазут летом практически можно отказаться от сжигание угля.

На настоящее время на переоборудование котла № 13 затрачено более 40 тыс. чел. часов. Дело остается за газомазутной обвязкой и автоматикой. Пока комплектуется оборудование, ведутся подготовительные работы. параллельно ведутся работы по реконструкции котла №12. Если проект второй очереди реконструкции будет осуществлен, то ТЭЦ полностью откажется от сжигания угля и перейдет на природный газ. Выбросы вредных веществ в атмосферу от ТЭЦ в этом случае будут составлять 620 т в год, то есть к 1996 году уменьшение в 80 раз.

На третьем этапе реконструкции ТЭЦ на существующих площадях размещена парогазовая установка (ПГУ), состоящая из газотурбинной установки и котла – утилизатора. Газотурбинная установка представляет собой газовую турбину GT - 10 с воздушным компрессором и электрическим генератором мощностью 25 МВт. Турбина имеет один из самых низких уровней выбросов

окислов азота (50 мг/м³). За счет энергии уходящих газов ГТУ на котле – утилизаторе вырабатывается 30 т/час перегретого пара, подаваемого в общий коллектор ТЭЦ, что позволяет дополнительно получить на существующем оборудовании 4 МВт электроэнергии. Таким образом, общая электрическая мощность ПГУ составила 29 МВт с КПД 48 %.

A4.2 - Время ввода каждого турбогенератора в эксплуатацию / вывода из эксплуатации.

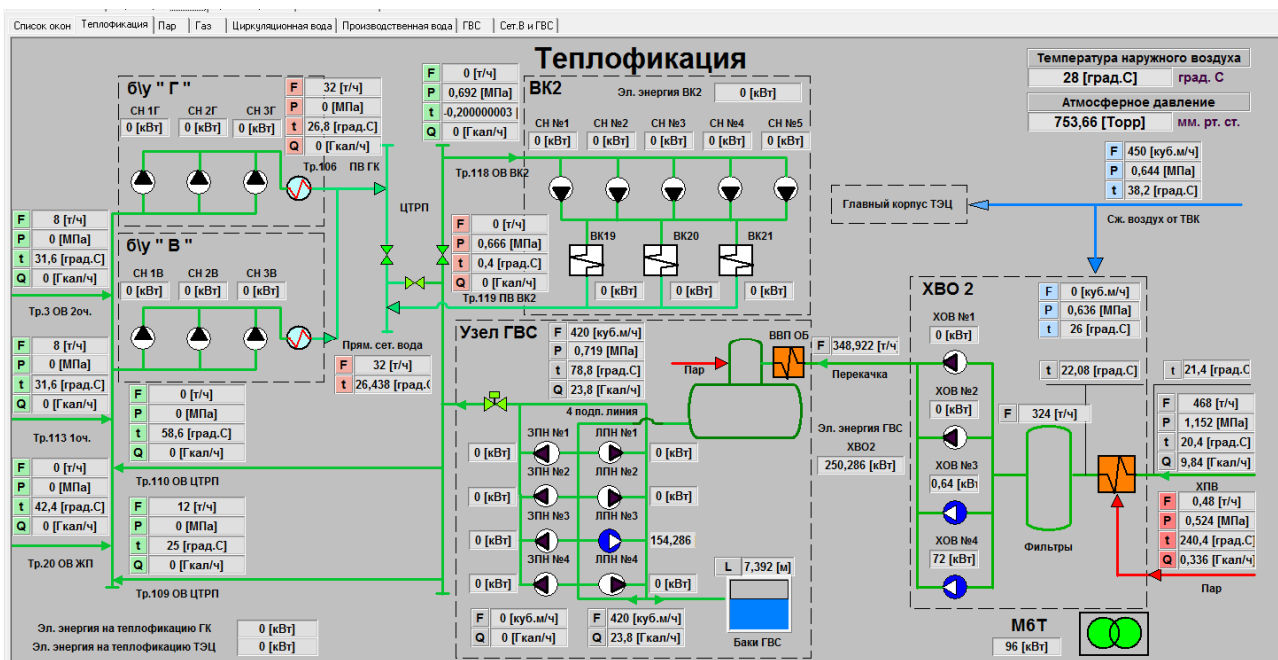
	Турбина	Ед.изм	№1	№3	№5	№6	№7	№8	№10
Г1.1	тип		А-6-6	АТП-12	Дк-20-120	Дк-20-120	АТП-12	АТП-12	ГТ10В2
Г1.2	Год ввода в эксплуатацию	год	1953	1963	1963	1952	1955	1957	2007

A4.3 - Перемаркировка оборудования и перемаркировка электрических и тепловых мощностей не производилась.

A4.4 - Указать проектный ресурс / разрешенный ресурс эксплуатации для каждого энергоблока (по котлам, турбинам, турбогенераторам).

См. п. Г1.5, Г1.6, Д1.9, Д1.10, Е1.

A4.5 – Главная принципиальная тепловая схема ТЭЦ.



A4.6 - Главная однолинейная электрическая схема ТЭС.

См п. И1.

A4.7 - Указать технические возможности для расширения ТЭС.

Возможна модернизация за счёт замены установленного оборудования на имеющихся площадях.

A4.8 - Указать технические и экономические сведения о перспективном планировании реконструкции и дальнейшего развития ТЭС.

Направления инвестирования	Инвестиции по годам, млн. руб.					
	2009	2010	2011	2015	2020	Всего
Развитие тепловой схемы ТЭЦ: замена водогрейных мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№16,17 на современные газомазутные установки (КВГМ-116,3).	30	70,155	54,274			154,425
Строительство и ввод в эксплуатацию ПГУ-2 электрической мощностью 24,5 МВт с последующим поэтапным выводом из эксплуатации двух паротурбинных установок ст.№№5;6 суммарной электрической мощностью 24 МВт.				715		715
Снижение себестоимости ХОВ. Реконструкция ХВО-2 и подпиточного узла ГВС с переходом на новый тип реагентов и новые деаэраторы	12	20,95	17			49,95
Замена морально и физически устаревшего оборудования электрической части ТЭЦ: кабельные линии 2 км в год, трансформаторы собственных нужд 2 штуки в год, электродвигатели, масляные выключатели. Замена аккумуляторных батарей открытого типа на необслуживаемые аккумуляторные батареи. Внедрение частотных преобразователей для электродвигателей подпиточных, сетевых насосов, насосов химически очищенной воды.	5	10	15	15	25	70
Экология: Строительство и внедрение оборотной системы водоснабжения	8	50	50			108
Итого	55	151,105	287,379	730	25	1535,863

A5. Основные экономические показатели* работы ТЭЦ:

* Сведения за последние отчётные три года работы ТЭЦ.

A5.1 - Удельный расход топлива на отпуск электрической (г/кВт*ч) и тепловой (кг/Гкал) энергии.

	Единица измерения	2009г.	2010г.	2011г.
Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии	г. у. т./кВт*ч	277,219	304,623	412,083

	Единица измерения	2009г.	2010г.	2011г.
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг. у. т./Гкал	167,745	166,748	170,497

Удельный расход топлива на отпуск электрической (г/кВт*ч) и тепловой (кг/Гкал) энергии.(помесечно) 2011г.

показатели	ед. измер.	январь	февраль	март	1 квартал	апрель	май	июнь	2 квартал	июль	август	сентябрь	3 квартал	октябрь	ноябрь	декабрь	4 квартал	2011 год
Уд. расх. топл. на отп. эл.энергии	гвт/кВт*ч	262,766	288,556	382,089	308,003	296,059	514,135	405,865	395,678	517,254	568,156	564,778	549,752	483,378	457,585	433,558	457,98	412,083
Уд. расх. топл. на отп. теплоэнергии	кг/Гкал	166,092	167,412	172,134	168,182	170,594	170,578	167,889	170,132	170,867	170,81	170,457	170,696	177,47	175,618	171,403	174,208	170,497

Удельный расход топлива на отпуск электрической (г/кВт*ч) и тепловой (кг/Гкал) энергии.(помесечно) 2010г.

показатели	ед. измер.	январь	февраль	март	1 квартал	апрель	май	июнь	2 квартал	июль	август	сентябрь	3 квартал	октябрь	ноябрь	декабрь	4 квартал	год 2010
Уд. расх. топл. на отп. эл.энергии	гвт/кВт*ч	354,831	345,888	292,950	332,617	287,643	283,720	295,431	289,134	402,255	381,788	317,271	364,247	247,357	222,164	233,513	234,026	304,623
Уд. расх. топл. на отп. теплоэнергии	кг/Гкал	167,532	166,675	166,518	166,945	170,875	167,505	159,445	167,828	168,106	169,066	167,118	168,043	166,574	164,786	165,565	165,545	166,748

Удельный расход топлива на отпуск электрической (г/кВт*ч) и тепловой (кг/Гкал) энергии.(помесечно) 2009г.

показатели	ед. измер.	январь	февраль	март	1 квартал	апрель	май	июнь	2 квартал	июль	август	сентябрь	3 квартал	октябрь	ноябрь	декабрь	4 квартал	2009 год
Уд. расх. топл. на отп. эл.энергии	гвт/кВт*ч	205,929	253,540	200,599	221,853	206,076	253,755	385,877	275,252	315,640	307,195	290,225	304,465	295,881	219,108	359,980	291,056	277,219
Уд. расх. топл. на отп. теплоэнергии	кг/Гкал	166,83	165,478	164,954	165,879	165,335	167,327	166,542	166,144	164,265	164,265	164,689	164,499	169,462	164,84	178,58	171,909	167,745

А5.2 – Представить поквартальные отчёты выполнения бизнес-планов ТЭС за три последних отчётных года.

Раздел Б. Основные эксплуатационные данные:

* По Разделу Б данные могут быть представлены по форме 3-ТЭХ. Указать сведения по каждому кварталу за последние отчётные три года.

Б1. – Суммарные расходы топлива на ТЭС в натуральных единицах (т/квартал, или м3/квартал):

Газ (м.куб.)

	2009	2010	2011
1 квартал	84 906 116	109 770 049	94 450 986
2 квартал	53 572 027	50 764 803	61 579 391
3 квартал	36 911 474	40 977 395	42 526 392
4 квартал	80 682 432	79 753 299	80 215 839
ИТОГО	256 072 049	283 275 546	280 783 608

Уголь (тонн)

	2009	2010	2011
1 квартал	21 218	18 298	30 155
2 квартал	0	4 510	383
3 квартал	0	0	0
4 квартал	12 855	3 554	8 178
ИТОГО	34 073	26 362	38 716

Б1.2 – Расход резервного топлива.

Мазут (тонн)

	2009	2010	2011
1 квартал	955	1 873	1 273
2 квартал	0	102	0
3 квартал	274	1 022	0
4 квартал	1 487	0	0
ИТОГО	2 716	2 997	1 273

Б2. – Поквартальный отпуск электроэнергии каждым энергоблоком, МВт*ч/квартал

2009г.								
	тг1	тг3	тг5	тг6	тг7	тг8	тг10	итого
1 квартал	8 221	12 865	9 875	14 161	14 877	15 936	2 300	78 235

2 квартал	5 528	6 245	9 013	15 047	6 214	10 687	29 913	82 647
3 квартал	6 118	0	15 189	16 695	0	1 620	45 932	85 554
4 квартал	7 615	13 040	17 606	14 790	14 528	16 792	18 011	102 382
итого год	27 482	32 150	51 683	60 693	35 619	45 035	96 156	348 818

2010г.

	тг1	тг3	тг5	тг6	тг7	тг8	тг10	итого
1 квартал	6 023	18 564	18 581	18 776	16 425	22 392	3 953	104 714
2 квартал	6 316	4 664	14 649	17 674	7 151	12 749	27 857	91 060
3 квартал	5 787	15 389	16 041	6 603	0	7 629	36 133	87 582
4 квартал	6 528	12 177	13 147	12 259	14 024	5 688	35 590	99 413
итого год	24 654	50 794	62 418	55 312	37 600	48 458	103 533	382 769

2011г.

	тг1	тг3	тг5	тг6	тг7	тг8	тг10	итого
1 квартал	4 917	16 521	16 080	15 586	14 184	17 681	25 106	110 075
2 квартал	6 192	10 595	13 808	14 596	12 963	12 545	21 712	92 411
3 квартал	5 322	10 302	9 245	16 267	12 609	5 919	3 575	63 239
4 квартал	6 982	16 691	14 973	19 252	18 065	0	0	75 963
итого год	23 413	54 109	54 106	65 701	57 821	36 145	50 393	341 688

Б3. – Поквартальный отпуск тепловой энергии каждым турбогенератором на ТЭЦ учёт не ведётся.

Б4. – Поквартальная загрузка по времени работы каждого турбогенератора, час/квартал.

Поквартальная загрузка по времени работы каждого турбогенератора, час/квартал.																
Турбогенератор №	2009				2010				2011				Итого за 3 года	Итого за 3 года	Итого за 3 года	Итого за 3 года
	1-й квартал	2-й квартал	3-й квартал	4-й квартал	1-й квартал	2-й квартал	3-й квартал	4-й квартал	1-й квартал	2-й квартал	3-й квартал	4-й квартал	1-й квартал	2-й квартал	3-й квартал	4-й квартал
1	2160,0 0	1757,7 0	2208,0 0	2208,0 0	1713,5 0	2184,0 0	2208,0 0	2208,0 0	1394,2 0	2074,5 0	2183,0 0	2206,0 0	5267,7 0	6016,2 0	6599,0 0	6622,0 0
3	2160,0 0	899,40	0,00	2072,8 0	2159,0 0	620,00	2208,0 0	2164,0 0	2160,0 0	2181,0 0	1872,0 0	2205,0 0	6479,0 0	3700,4 0	4080,0 0	6441,8 0
5	1449,0 0	1587,7 0	2206,2 0	2191,0 0	2159,0 0	2020,0 0	2207,0 0	2208,0 0	2160,0 0	2183,0 0	1462,0 0	2075,5 0	5768,0 0	5790,7 0	5875,2 0	6474,5 0
6	2160,0 0	2181,0 0	2203,0 0	1788,3 0	2138,5 0	2184,0 0	880,40	2106,5 0	2160,0 0	2116,5 0	2208,0 0	2200,5 0	6458,5 0	6481,5 0	5291,4 0	6095,3 0
7	2159,0 0	631,20	0,00	2044,5 0	2158,0 0	800,80	0,00	2178,8 0	2160,0 0	1694,0 0	2196,0 0	2195,2 0	6477,0 0	3126,0 0	2196,0 0	6418,5 0
8	2159,0 0	1512,0 0	62,70	2172,0 0	2158,5 0	1489,4 0	876,00	847,00	2158,5 0	1518,9 0	923,00	0,00	6476,0 0	4520,3 0	1861,7 0	3019,0 0
10 ПГУ (учёт поквартально на ТЭЦ не ведётся)	5088				5343				1768							

Б5. – Число пусков каждого турбогенератора:
с начала эксплуатации каждого турбогенератора;

Число пусков каждого турбогенератора с начала эксплуатации каждого турбогенератора;				
Турбогенератор №	2009 г.	2010 г.	2011г.	
1	нет данных	нет данных	нет данных	
3	нет данных	нет данных	нет данных	
5	386	388	391	
6	311	320	323	
7	321	324	329	
8	257	262	265	
10	198	248	274	

Годовое за последние три года.

Число пусков каждого турбогенератора годовое за последние три года.				
Турбоагрегат №	2009 г.	2010 г.	2011г.	Итого за 3 года
1	нет данных	нет данных	3	3
3	нет данных	нет данных	3	3
5	6	2	3	11
6	1	9	3	13
7	2	3	5	10
8	4	5	3	12
10	60	50	26	136

Б6. – Собственные нужды ТЭС:

Б6.1 – Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС,
МВт*ч/квартал.

2009г.

	Ед. измерения	1 кварта л	2 кварта л	3 кварта л	4 кварта л	год
расход электроэнергии на собственные нужды	тыс. МВт*ч	21,044	12,079	6,783	18,618	58,524

2010г.

	Ед. измерения	1 кварта л	2 кварта л	3 кварта л	4 кварта л	год
расход электроэнергии на собственные нужды	тыс. МВт*ч	21,835	11,360	7,153	16,106	56,454

2011г.

	Ед. измерения	1 кварта л	2 кварта л	3 кварта л	4 кварта л	год

расход электроэнергии на собственные нужды	тыс. МВт*ч	22,407	11,795	7,201	16,432	57,835
--	------------	--------	--------	-------	--------	--------

Б6.2 – Суммарный расход тепловой энергии на собственные нужды ТЭС, Гкал/квартал.

2009г.

	Ед. измерения	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	год
расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	25 586	9 837	2 050	16 968	54 441

2010г.

	Ед. измерения	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	год
расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	28 774	11 113	5 022	13 027	57 936

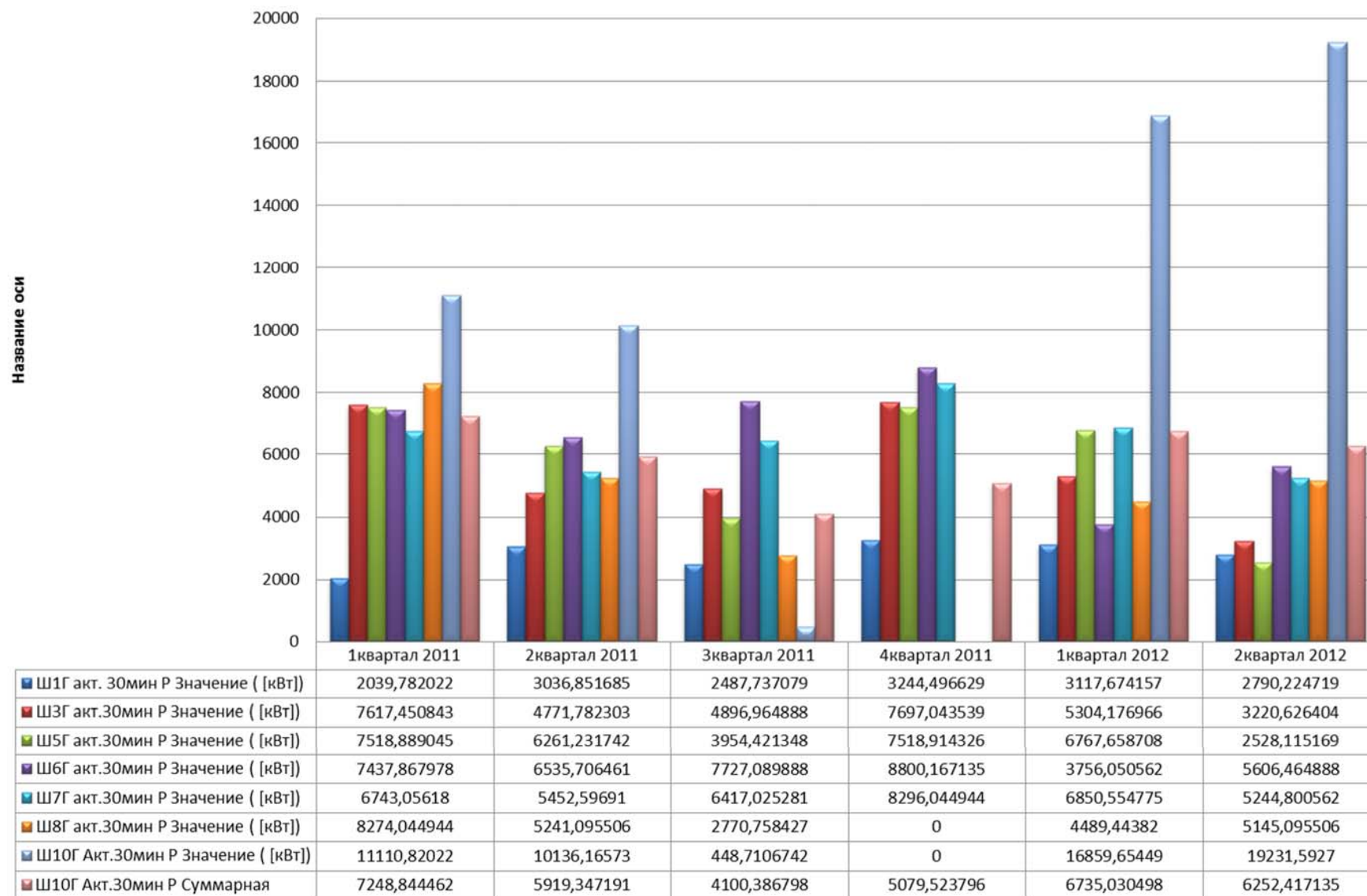
2011г.

	Ед. измерения	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	год
расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал	25 334	12 205	3 559	19 490	60 588

Б7. – Нагрузки турбогенераторов:

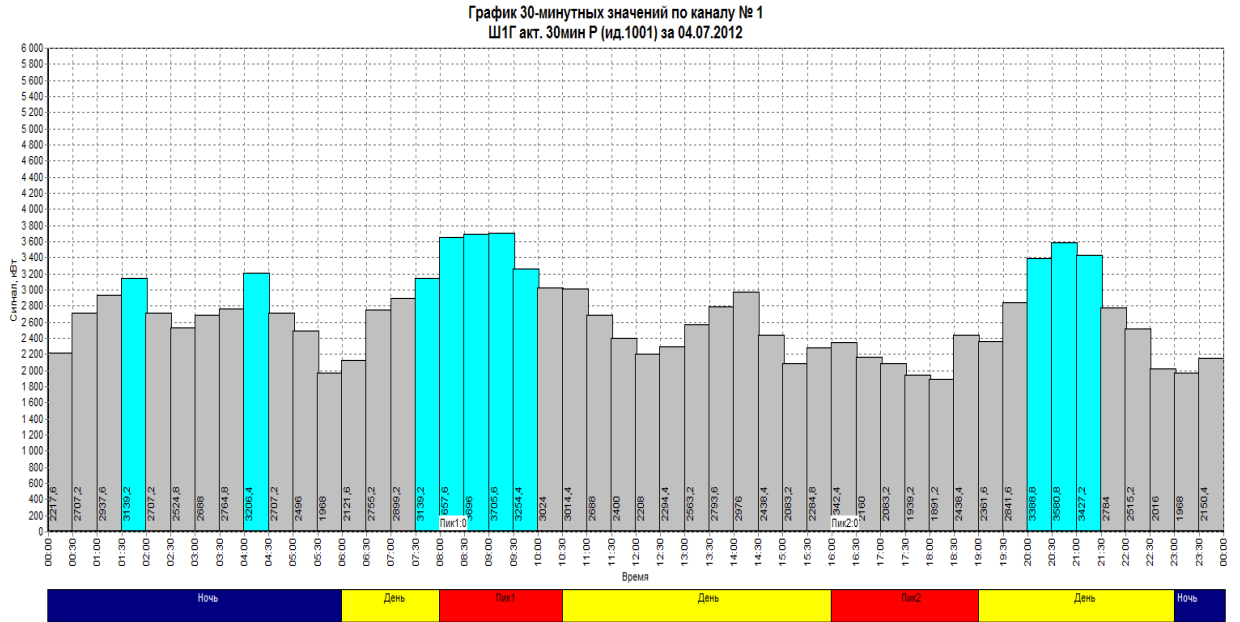
Б7.1 – Максимальная/средняя/минимальная электрическая мощность каждого турбогенератора поквартально.

Название диаграммы

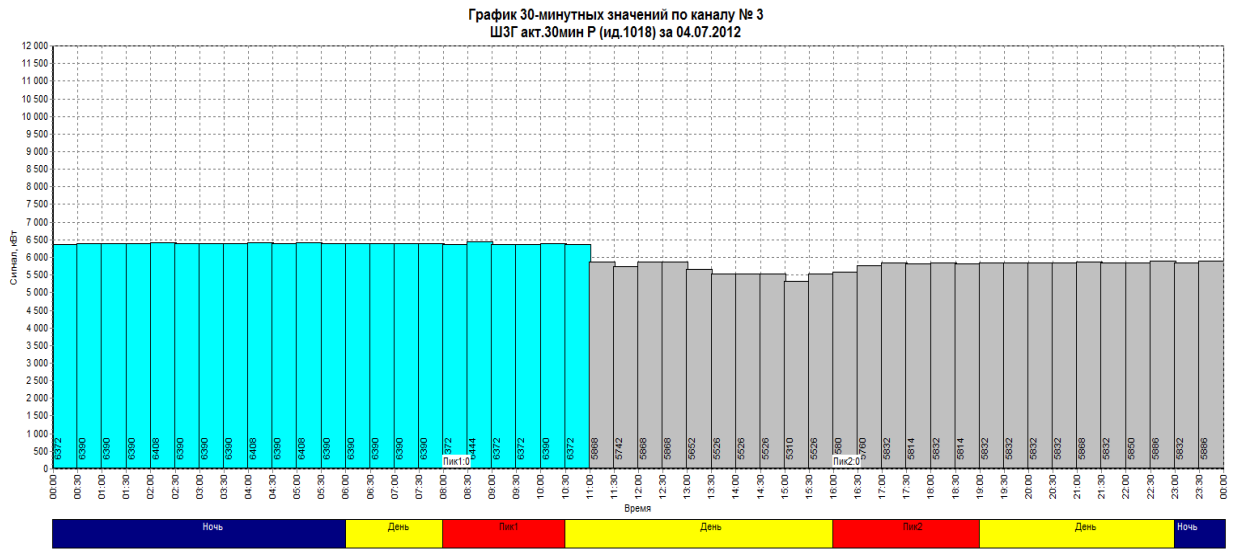


Б7.2 – Привести типовые графики суточной загрузки каждого турбогенератора для зимних и летних условий.

05.07.2012 13:06

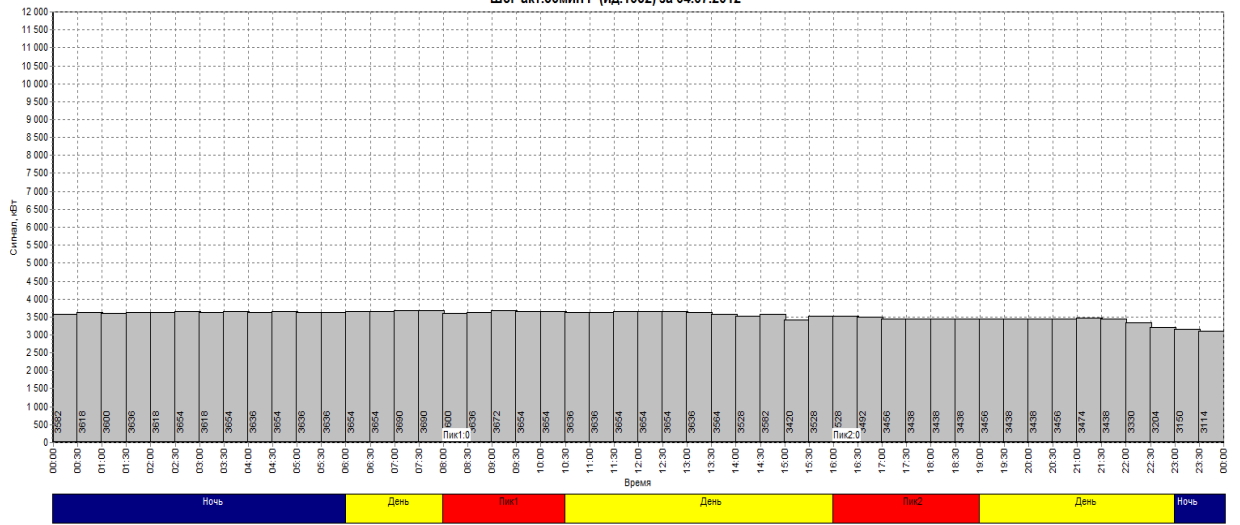


05.07.2012 13:07



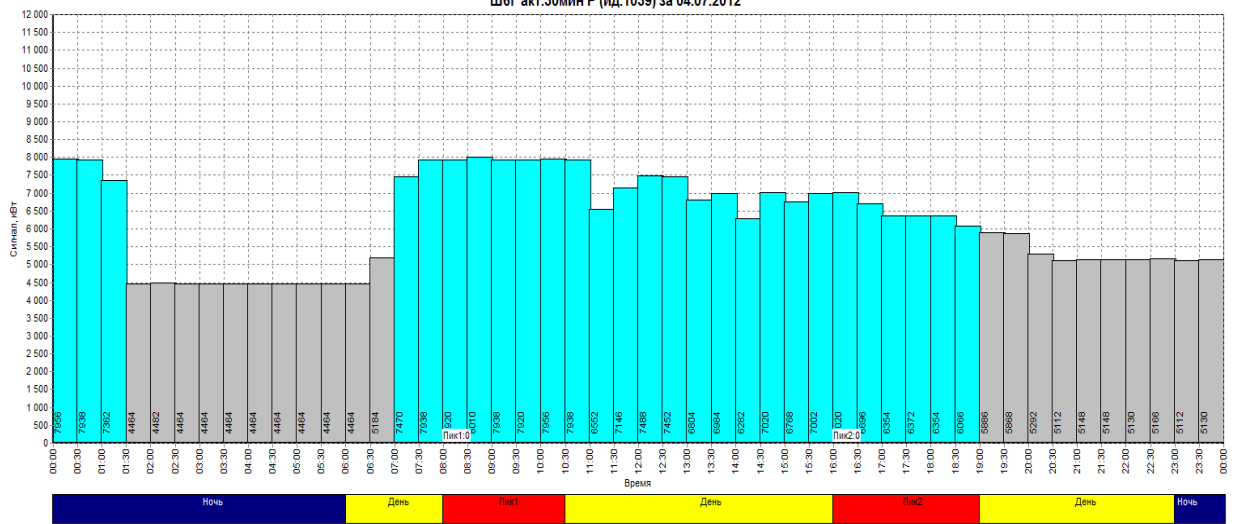
05.07.2012 13:07

График 30-минутных значений по каналу № 5
ШБГ акт.30мин Р (ид.1032) за 04.07.2012



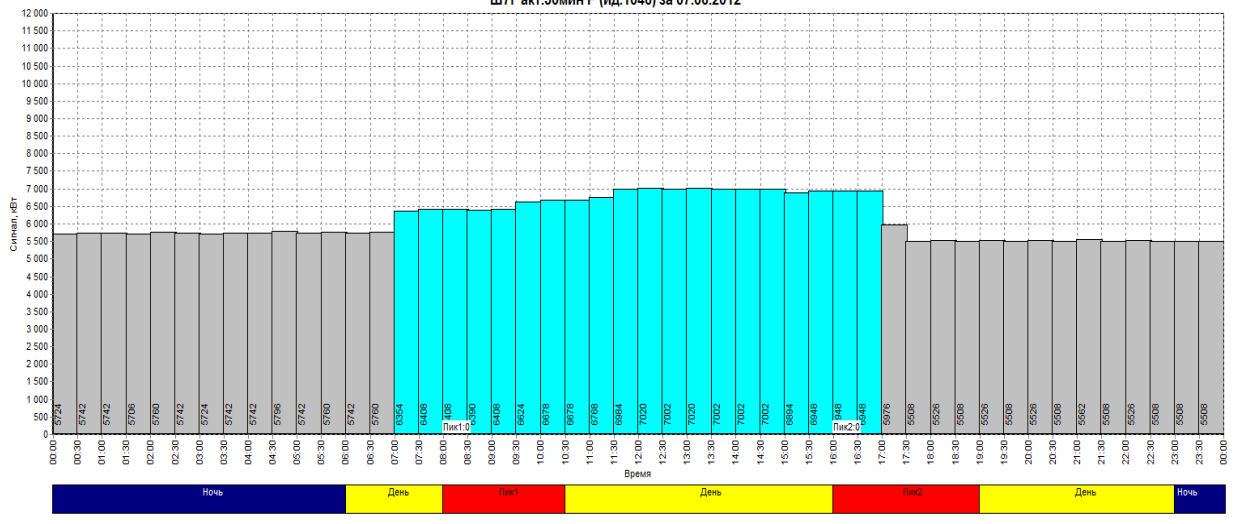
05.07.2012 13:08

График 30-минутных значений по каналу № 6
ШБГ акт.30мин Р (ид.1039) за 04.07.2012



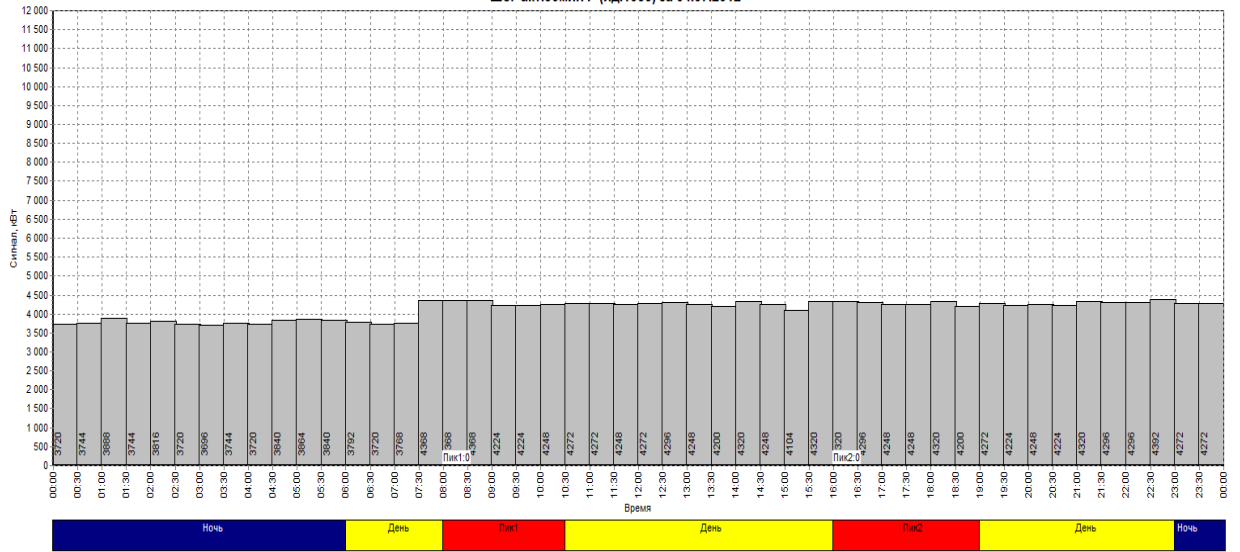
05.07.2012 13:09

График 30-минутных значений по каналу № 7
ШТГ акт.30мин Р (ид.1046) за 07.06.2012



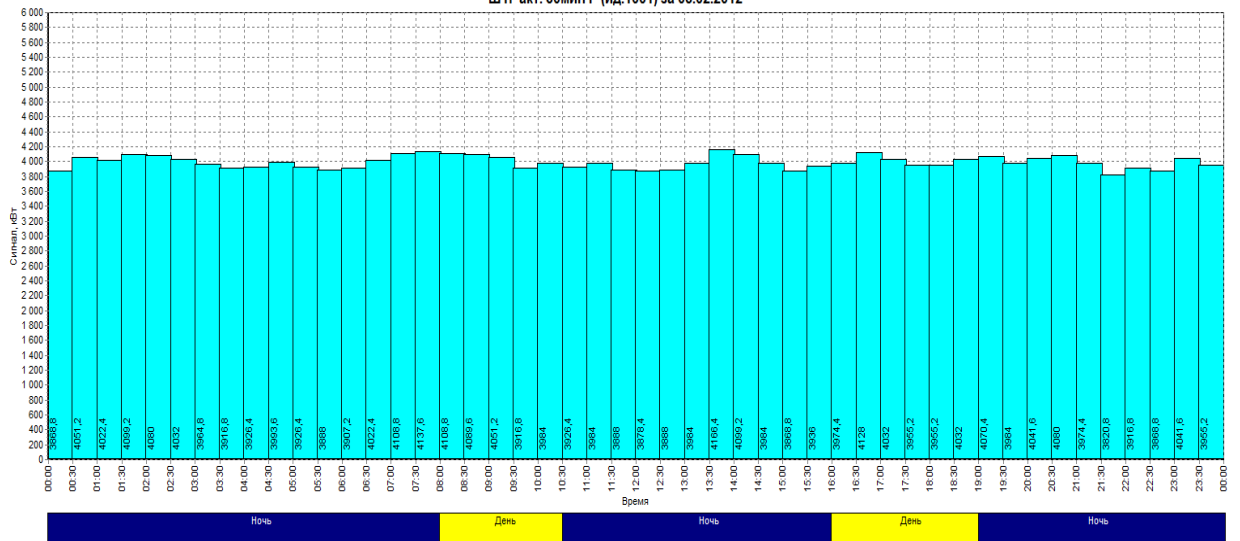
05.07.2012 13:09

График 30-минутных значений по каналу № 8
Ш8Г акт.30мин Р (ид.1053) за 04.07.2012



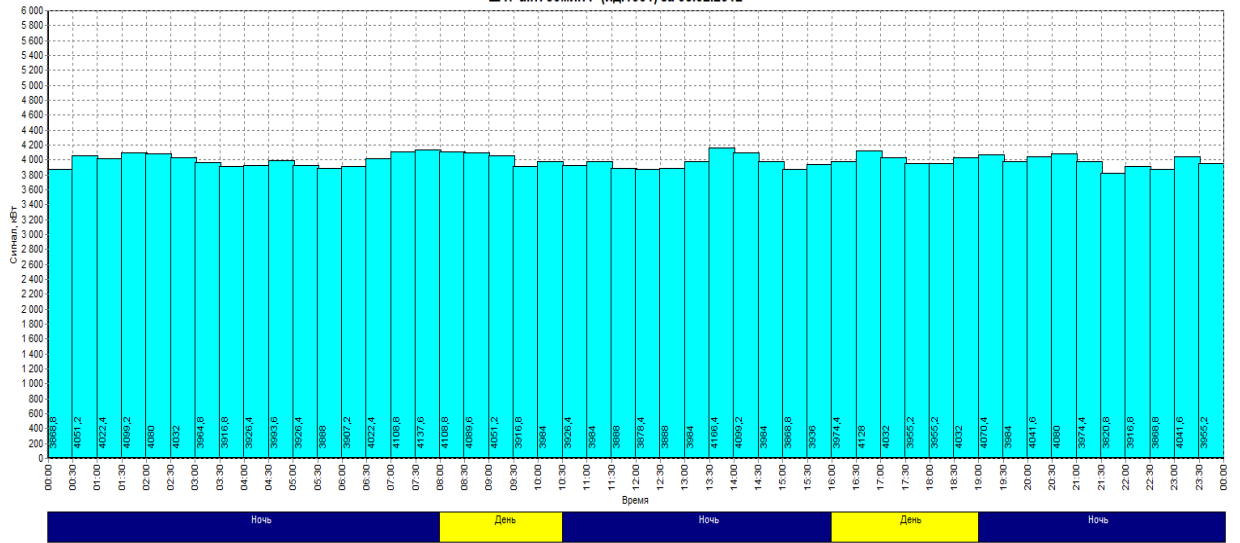
05.07.2012 13:10

График 30-минутных значений по каналу № 1
Ш1Г акт. 30мин Р (ид.1001) за 05.02.2012



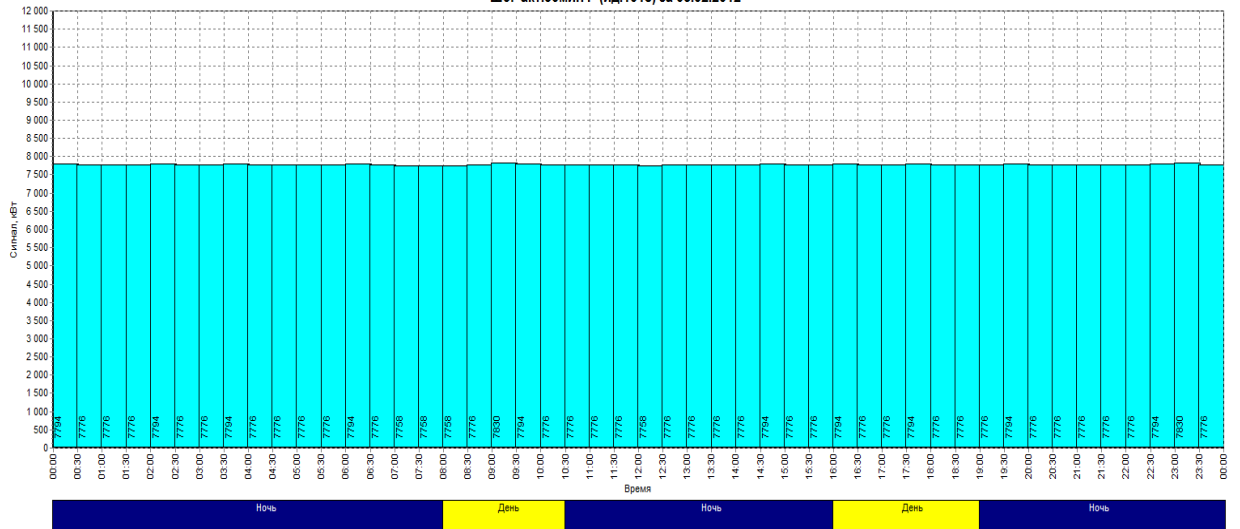
05.07.2012 13:10

График 30-минутных значений по каналу № 1
ШГ акт. 30мин Р (ид.1001) за 05.02.2012



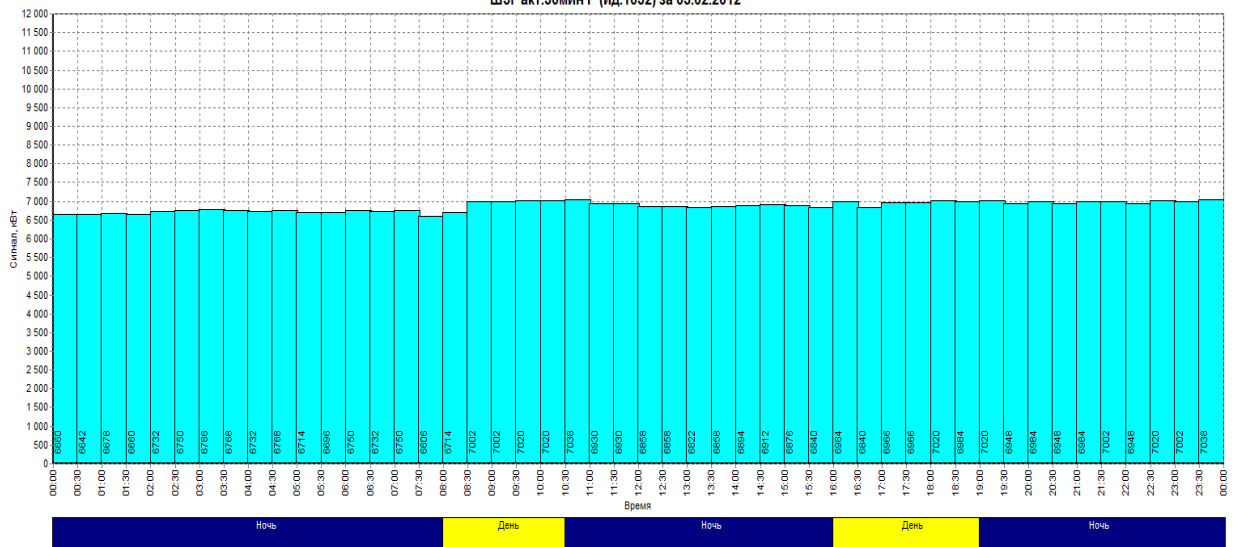
05.07.2012 13:11

График 30-минутных значений по каналу № 3
ШЗГ акт.30мин Р (ид.1018) за 05.02.2012



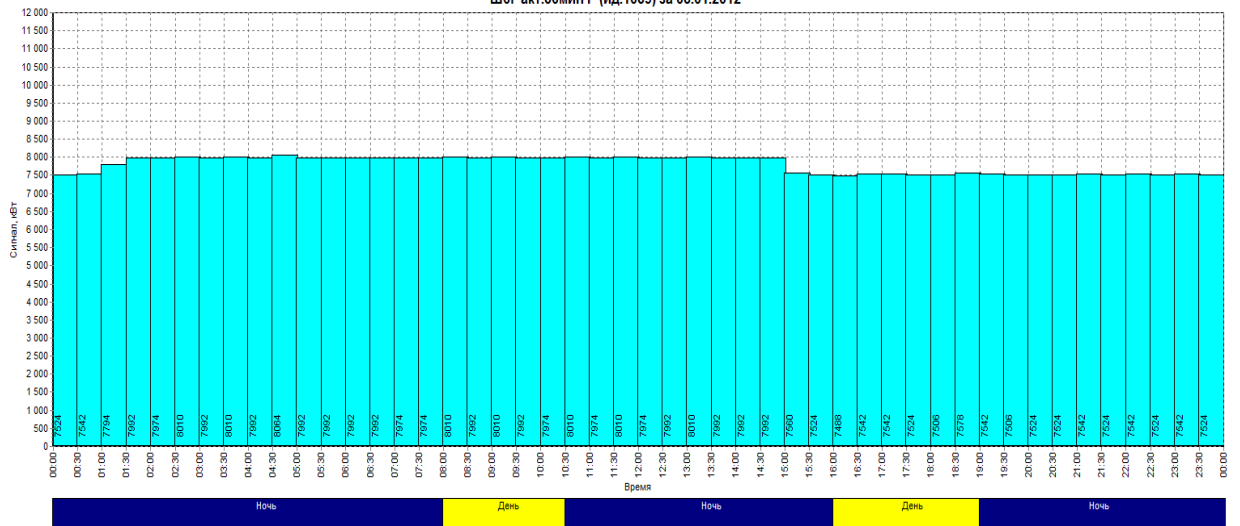
05.07.2012 13:11

График 30-минутных значений по каналу № 5
ШБГ акт.30мин Р (ид.1032) за 05.02.2012



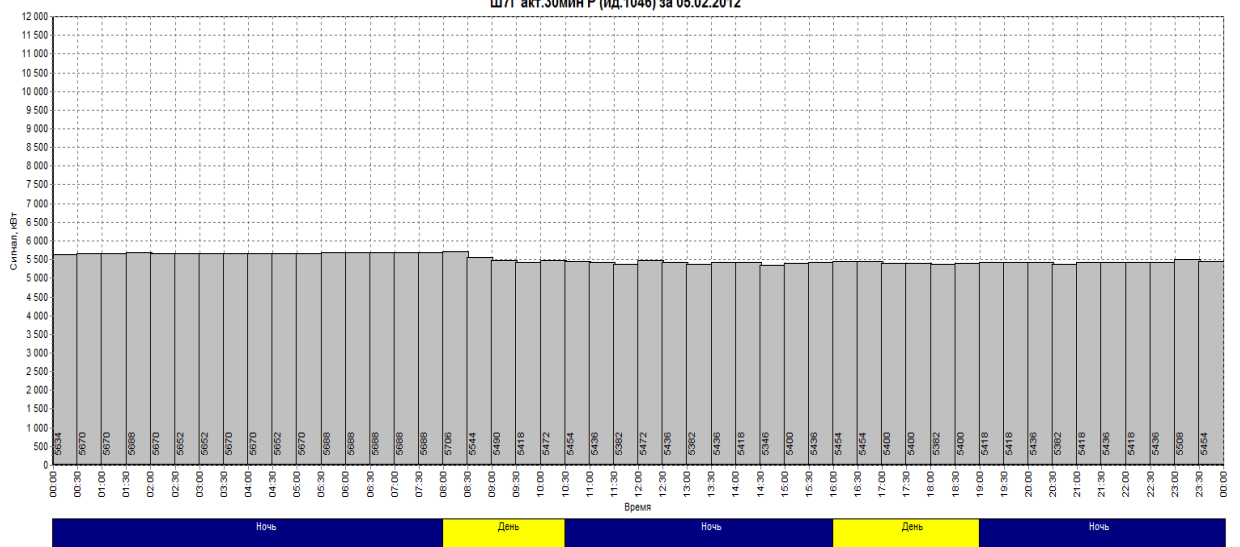
05.07.2012 13:12

График 30-минутных значений по каналу № 6
ШБГ акт.30мин Р (ид.1039) за 05.01.2012

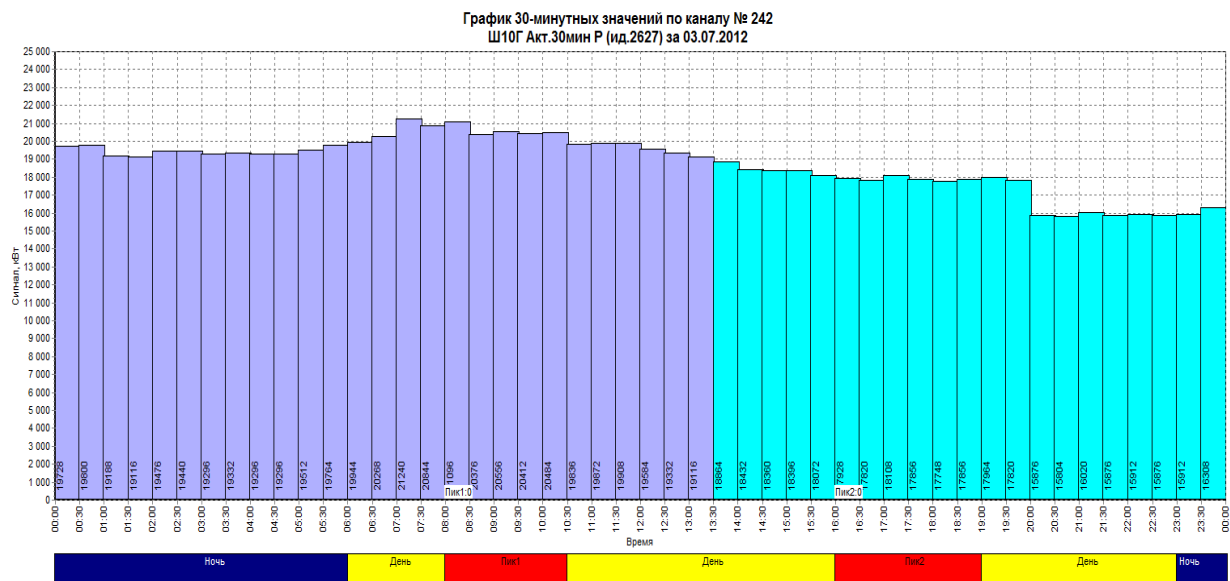


05.07.2012 13:12

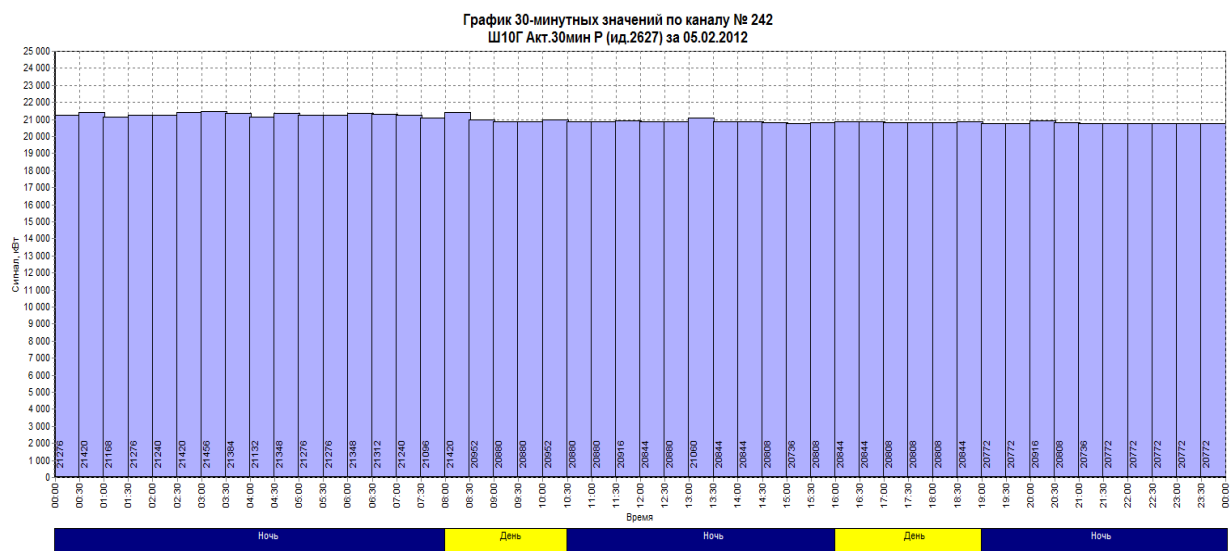
График 30-минутных значений по каналу № 7
ШТГ акт.30мин Р (ид.1046) за 05.02.2012



05.07.2012 13:27



05.07.2012 13:28



В. Топливное хозяйство и топливоснабжение.

В1. - Каменный (бурый) уголь:

В1.1 – Удалённость месторождений угля, поставляемого на ТЭЦ, от станции: «УК».Кузбассразрезуголь, ТАЛДИНСКИЙ УГОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ, 2 500 км.

В1.2 – Виды транспорта для доставки угля на ТЭЦ: Ж/Д.

В1.3 – Годовое потребление угля с каждого угольного месторождения.

Уголь поставляется с одного месторождения

	2009	2010	2011
1 квартал	21 218	18 298	30 155
2 квартал	0	4 510	383
3 квартал	0	0	0
4 квартал	12 855	3 554	8 178
ИТОГО	34 073	26 362	38 716

В1.4 – Сертификаты качества угля по каждому угольному месторождению.

Результаты химических анализов

Наименование химлаборатории Углехимическая лаборатория Талдинского угольного разреза

Содержание, %					Выход летучих веществ, (Vdaf), %	Теплота сгорания	
Влага (Wr)	Зола (Ad)	Сера (Sd)	Хлор (Cl)	Мышьяк (As)		(Qdaf), ккал/кг	(Qr), ккал/кг
7,9	14,1	0,52	0,03	0,0006	37,9	7861	5975

Дата: 25.03.2012 г.
Заведующий химлаборатории (Лаборант)

ф.и.о. _____ подписи _____

Расчеты за качество топлива (по золе, сере, влаге)

Вес, тн	Виды расчетов (по золе, влаге)	Доплата или скидка за качество				Сумма	
		разница между расчетом и факт содерж. (+/-)	% приплат или скидок	в расчете на одну тонну в коп		приплат (руб.коп.)	скидка (руб.коп.)
				приплат	скидка		
1	2	3	4	5	6	7	8

Бухгалтер _____ ф.и.о. _____ подписи _____

3 По влаге в рядовом и сортированном топливе
По мытым углям производятся скидки с веса согласно прейскуранта

Филиал ОАО "УК" Кузбассразрезуголь ТАЛДИНСКИЙ УГОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ"

Форма УПД-35
Код по ОтКУД 2039

УДОСТОВЕРЕНИЕ № 6263

о качестве угля

Сортомарки ДГр
Класс 0 - 300 мм

ГОСТ Р ГОСТ Р 51586-2000

Нормы, установленные НПК

Зола (Ad) средн. норма 16 проц.
пред. норма _____ проц.
Влага (Wr) средн. норма 12,5 проц.
пред. норма _____ проц.

Филиал ОАО "УК" Кузбассразрезуголь ТАЛДИНСКИЙ УГОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ"

Станция отправления: Ерунаково, 3-Сиб

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ Р 10742-71

от партии топлива весом 469,5 тонн 7 вагонов
отгружено за время с 25.03.2012 г. по 25.03.2012 г.
потребителям, перечисленным на обороте. Проба помещена в банки №№ _____ и опломбирована печатью пломбиром № ОТК
Вес пробы лабораторной _____ гр. Арбитражной _____ гр.
Уголь принят по наружному осмотру и данным предварительного опробования ОТК
Массовая доля кусков размером менее нижнего предела

Представитель службы контроля качества ШАЛАЕВА Е. В. ф.и.о. _____ подписи _____

Дата, УК 25.03.2012 г.

В1.5 – Соблюдение Поставщиками угля договорных условий на качество поставляемых углей и система контроля количества и качества угля, поступающего на ТЭЦ:

соблюдается.

В1.6 – Соответствие фактически поставляемых марок углей проектным характеристикам, заложенным в конструкциях котельных установок:

соответствует.

В2. – Мазут:

В2.1 – Удалённость источника поставки мазута от ТЭЦ: Тюмень. 1 500 км.

В2.2 – Виды транспорта для доставки мазута на ТЭЦ: Ж/Д.

В2.3 – Годовое потребление мазута на ТЭЦ (тонн).

	2009	2010	2011
1 квартал	955	1 873	1 273
2 квартал	0	102	0
3 квартал	274	1 022	0
4 квартал	1 487	0	0
ИТОГО	2 716	2 997	1 273

В2.4 – Сертификаты качества мазута, поступающего на ТЭС.



Декларация о соответствии
№ Д-РУ.АВ38.В.00008 до 26.04.2013 г.
зарегистрирована ОС ООО «Регламент»
Регистрационный номер
№ РОСС RU.0001.10АВ38
(г. Тюмень, ул. Мельникайте, д. 135
оф. 255), срок действия до 21.07.2012 г.

ООО «КАРГАПОЛЬСКИЙ ЗАВОД НЕФРАСОВ»

Паспорт № М 37-11

Наименование продукта: топочный мазут марки 100
 Нормативный документ: технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»
 Завод изготовитель: Общество с ограниченной ответственностью «Каргапольский завод нефрасов»
 Юридический адрес: Курганская обл., Каргапольский р-он, р.п. Кр. Октябрь, пер. Нефтебазовский, д. 1
 Дата изготовления: 24.09.11 г.
 Номер резервуара: 10 уровень наполнения (мм): _____ количество (кг): _____
 Дата отбора проб: 26.09.11 г.
 Дата проведения анализа: 26.09.11 г.

Физико-химические характеристики

№	Наименование показателя	Единица измерения	Норма		Фактические данные
			ТР	ГОСТ	
1.	Массовая доля серы, не более	%	3,5	2,0	0,70
2.	Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, не ниже	°С	90	110	142
3.	Содержание сероводорода, не более	%	0,003	-	отс

Сертификат соответствия № РОСС RU АГ 57 Н 00001 с 12.09.11 г. по 11.09.14 г.

Предназначен: в качестве топлива для котельных и технологических установок.

Заключение: соответствует техническому регламенту «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»

Зам.ген.директора: Плаксин Д.В.

«26» сентября 2011 года.



В2.5 – Соблюдение Поставщиками мазута договорных условий на качество поставляемого мазута и система контроля качества мазута на ТЭЦ: соблюдается.

В2.6 – Соответствие фактически поставляемых марок мазута проектным характеристикам котельных установок: соответствует.

В3. – Природный газ:

В3.1 – Удалённость источника поставки газа-газопровод Ямбург-Тула, газ подведен на предприятие.

В3.2 – Пропускная способность газового регуляторного пункта (ГРП) в зимних/летних условиях - 231.000 м³/ч

В3.3 – Давление газа перед ГРП в зимних/летних условиях: расчётное -12 кгс/см²; рабочее - 8,8 кгс/см²

В3.4 – Потребление газа на ТЭС по кварталам, в течение года (тыс. м.куб.)

	2009	2010	2011
1 квартал	84 906,116	109 770,049	94 450,986
2 квартал	53 572,027	50 764,803	61 579,391
3 квартал	36 911,474	40 977,395	42 526,392
4 квартал	80 682,432	79 753,299	80 215,839
ИТОГО	256 072,049	283 275,546	280 783,608

В3.4 – Сертификаты качества, состава газа, поставляемого на ТЭС.



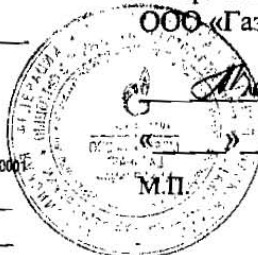
ОАО «ГАЗПРОМ»

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ**
«ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЧАЙКОВСКИЙ»
(ООО «Газпром трансгаз Чайковский»)

Приморский бульвар, д. 30, г. Чайковский,
Пермский край, Российская Федерация, 617760
Тел.: (34241) 3-36-83, 7-60-00, факс: (34241) 6-03-74
E-mail: 24310@ptg.gazprom.ru, www.ptg.gazprom.ru
ОКПО 04801174, ОГРН 1025902030780, ИНН/КПП 5920000593/997250001
от 26.03.2012 г. № 1708
на № _____ от _____

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер – первый заместитель
генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»



А.В. Мостовой

2012г.

ПАСПОРТ № 18
качества газа за МАРТ 2012 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газо-проводу Ямбург-Тула 1,2 покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): ПРС-8, Шаркан, КС Игринская, Якшур-Бодья, Киенгон, ПРС-10, ПРС-11, Чур, Азино, ПРС-12, Вавож, КС Вавож (Чистотем), ПРС-14, ПРС-15, ПРС-16, Селты, Ува, Игра.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 005-93.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-87, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС Вавож.
5. Результаты испытаний приведены в таблице 1. Показатели качества и их численные значения в таблице 1 по п.п. 8–11 ГОСТ 5542 не регламентирует. Показатели качества, приведенные в таблице 1, определены на основании данных лабораторного хроматографа за март месяц.

Результаты испытаний к ПАСПОРТУ № 18 за МАРТ 2012 г.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Нормируемые значения по ГОСТ 5542-87	Средне-месячный показатель
1	2	3	4	5	6
1.	Теплота сгорания низшая при 20 °С и 101,325 кПа	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (7600)	33,82 (8080)
2.	Число Воббе высшее	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	41,2÷54,5 (9850÷13000)	49,64 (11856)
3.	Молярная доля кислорода	%	ГОСТ 31371.7-2008	не более 1,0	0,0063
4.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,02	менее 0,0001
5.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,036	0,0056
6.	Масса механических примесей в 1 м ³	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутствие
7.	Температура точки росы газа по влаге (40 кгс/см ²)	°С	ГОСТ 20060-83	ниже температуры газа	минус 27,4
8.	Температура газа	°С	-	-	10,0
9.	Молярная доля азота	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,71
10.	Молярная доля углекислого газа	%	ГОСТ 31371.7-2008	-	0,076
11.	Плотность газа при 20 °С и 101,325 кПа	кг/м ³	ГОСТ 17310-2002	-	0,688

Примечание:

1. Значения показателей, приведенных в таблице 1, определены в Увинском подразделении Испытательной лаборатории природного газа ООО «Газпром трансгаз Чайковский», аттестат аккредитации № РООС RU.0001.22НП73 от 06.07.2009 г.

2. Полный компонентный состав газа приведен в приложении к ПАСПОРТУ качества.

Руководитель Испытательной лаборатории

Ответственный за управление качеством ИЛ



Г.К. Тагарова

Г.В. Буракова

Заполняется регионгазом или филиалом ООО «Газпром межрегионгаз»

Копия паспорта выдана поставщиком _____

наименование регионгаза или филиала

покупателю (потребителю) (ненужное зачеркнуть) по его запросу

наименование предприятия

« _____ » _____ 20 ____ г.

В3.5 – Удалённость ТЭЦ от ГРС-

4 км, пос. Штанигурс.

В3.6 – Существующие ограничения по расходу газа, выделяемым лимитам.

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ИТОГО
30240	24160	24320	20800	16800	13600	13840	13737	14690,5	19399,18	22851	26443	240880

В4. – Топливное хозяйство ТЭС*:

*Указать сведения в соответствии с видом применяемого топлива

. В4. – Топливное хозяйство ТЭЦ*:

*Указать сведения в соответствии с видом применяемого топлива.

В4.1 –Тип приёмно-разгрузочного устройства угля на ТЭС.

На ТЭС установлена крановая эстакада с двумя грейферными кранами.

Наименование оборудования	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Остаточный ресурс (лет)
Кран грейферный Q = 5т.с.			
№5	5Г-7К-32,0-12-У1	26.09.96 г.	До 2020 года
№6	5Г-7К-32,0-12-У1	06.11.96 г.	До 2020 года

В4.2 –Тип систем для размораживания / разогрева поступающего угля.

Горячий теплоноситель (пар) поступает на калориферы, разогревая воздух, горячий воздух с калориферов обдувает вагоны с углем в специальном помещении(тепльак), конденсат возвращается на ТЭЦ.

Размер тепляка – 6 вагонов.

Используется 12 калориферов с вентиляторами.

Калориферы КСК-3-11

S нагрева - 359 м.кв.

Рабочее тело – пар давление 7 кгс/см.кв. Расход 150 м.куб./ч.

T – Воздуха 90 гр.С.

Вентиляторы Ц-9-55

Расход воздуха 50 тыс.м.куб./ч.

Число оборотов – 490 об./мин.

Мощность – 55 кВт.

Расход тепла на подогрев угля				
Год.	2009г.	2010г.	2011г.	Итого за 3 года
Вид. Топлива	уголь (Гкал)	уголь (Гкал)	уголь (Гкал)	уголь (Гкал)
Итого:	2241,00	3708,00	3023,00	8972,00

В4.3 – Производительность разгрузочного устройства в зимних и летних условиях.

Тип разгрузочного устройства – самовысыпание из вагонов, затем грейферными кранами складывается на склад открытого типа.

В4.4 – Тип и количество угольных складов на ТЭЦ.

Существует 1-н основной склад открытого типа.

В4.5 – Ёмкость основных и резервных угольных складов.

Ёмкость основного склада открытого типа составляет 55000 тонн.

В4.6 – Вид транспортировки угля к накопительным бункерам и далее к котельным установкам.

Уголь с помощью грейферного крана засыпается в питатели барабанного типа 4-шт., далее уголь перемещается по ленточному транспортеру в бункеры сырого угля. Транспортировка угля к барабанам, бункерам и непосредственно к котлам, осуществляется по ленточному транспортеру. Перед тем как попасть на ленточные транспортёры к бункерам котлов, уголь размалывается в угледробильных установках.

В4.7 –Тип и количество угледробильных установок. Мощность их приводов.

установлено две угледробильных установки типа ДМ, производительностью каждая 150 т/ч.

Наименование оборудования	Тип	Год ввода в эксплуатацию
Дробилка молотковая		
№1	ДМ-4	01.49 г.
№2	ДМ-4	01.49 г.

В4.8 – Количество, тип, производительность устройств по разгрузке мазута.

Существует две сливных эстакады по разгрузке мазута, вместительность одной, девять восьмиосных цистерн, вместительность второй 15 цистерн

четырёхосных, приёмная ёмкость объемом 400м³. С помощью мазутных насосов из приёмной ёмкости мазут перекачивается в мазутные резервуары.

В4.9 – количество мазутных баков.

Девять мазутных резервуаров.

Наименование оборудования	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Остаточный ресурс (лет)
Мазутные резервуары V = 5000м ³			
№ 1А	Проект 7-02-95/62	30.03.72 г.	Нет данных
№ 3А	Проект 7-02-95/62	30.08.73 г.	18 лет
№1	Проект 704-1-57	10.08.79 г.	Нет данных
№2	Проект 704-1-57	10.08.79 г.	10 лет
№3	Проект 704-1-57	21.10.80 г.	12 лет
№4	Проект 704-1-57	21.10.80 г.	19 лет
№5	Проект 704-1-57	10.08.79 г.	13 лет
№6	Проект 704-1-57	10.08.79 г.	13 лет
№7	Проект 704-1-57	10.08.79 г.	16 лет
Насосы мазутные			
Q = 600м ³ /ч ПН№1	20 НА-22х3	03.72 г.	Нет данных
ПН№2	20 НА-22х3	03.72 г.	Нет данных
Q = 90м ³ /ч Н1А	6 НК-6х1	03.72 г.	Нет данных
Н1Б	6 НК-6х1	03.72 г.	Нет данных
Н1В	6 НК-6х1	03.72 г.	Нет данных
Q = 94,2м ³ /ч Н2А	5Н-5х4	03.72 г.	Нет данных
Н2Б	5Н-5х4	03.72 г.	Нет данных
Н3Б	5Н-5х4	03.72 г.	Нет данных
Q = 90м ³ /ч НЦ №1	6 НК-6х1	17.05.2011	Нет данных
НЦ №2	6 НК-6х1	09.78 г.	Нет данных

В4.10 - Метод подогрева мазута происходит в мазутных подогревателях, годовой расход теплоты на систему подогрева мазута и разогрева угля на ТЭЦ.

Расход тепла на подогрев мазута/угля								
Год.	2009г.		2010г.		2011г.		Итого за 3 года	Итого за 3 года
Вид. Топлива	Мазут (Гкал)	уголь (Гкал)	Мазут (Гкал)	уголь (Гкал)	Мазут (Гкал)	уголь (Гкал)	Мазут (Гкал)	уголь (Гкал)
Итого:	14884,00	2241,00	14244,00	3708,00	15908,00	3023,00	45036,00	8972,00
Итого:	17125,00		17952,00		18931,00		54008,00	

В4.11 – Система обеспечения пожаро-взрывобезопасности в газовом хозяйстве ТЭЦ, а также контроля загазованности в зданиях, цехах, помещениях

ТЭЦ. Обеспечение пожаро-взрывобезопасности на ГРП, в зданиях, цехах, помещениях ТЭЦ:

система преждевременного обнаружения газа CO и CH₄ СТМ-30 ,СТМ-10 и по задымлённости Сигнал-20

В4.12 – Система учёта расходования газа на ТЭЦ:

Учёт газа ведётся по коммерческому прибору, установленный на ГРП:

Тип прибора ИСТОК-ТМ

Датчики диф-ого давления МЕТРАН 43-ФЕХ

Датчики температуры газа ТСМ

Датчики атмосферного давления МЕТРАН 100 ДА

Датчики температуры наружного воздуха ТСМ

Раздел Г. Сведения о паровых турбинах, турбоустановках

Г1. – Общие технические данные:

	Турбина	Ед.изм	№1	№3	№5	№6	№7	№8	№10
Г1.1	Тип		А-6-6	АТП-12	Дк-20-120	Дк-20-120	АТП-12	АТП-12	GT10B2
Г1.2	Год ввода в эксплуатацию	год	1953	1963	1963	1952	1955	1957	2007
Г1.3	Номинальная электрическая мощность на клеммах генератора, МВт	МВт	4,5	12	12	12	12	12	23,4
Г1.4	Номинальные параметры пара перед стопорным клапаном турбины:								
	расход	т/ч	60	90	94	94	115	115	
	давление	ата	29	29	29	29	29	29	
	температура	°С	400	400	400	400	400	400	
	номинальные параметры пара на входе в производственный (первый) отбор пара из проточной части турбины:								
	расход	т/ч	60	40	30	30	45	45	
	давление	ата	7	13	7	7	13	13	
	№ ступени, после которой выполнен отбор		6	6	7	7	5	5	
	диапазон изменения параметров пара в отборе	ата	3-6	9-12	5,5-6,5	5,5-6,5	7-12	7-12	
	номинальные параметры пара на входе в теплофикационный (второй) отбор пара из проточной части турбины:								
	расход	т/ч	-	50	45	45	35	35	
	давление	ата	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
	№ ступени, после которой выполнен отбор		-	14	12	12	13	13	
	диапазон изменения параметров пара в отборе	ата	-	0,2-1,0	0,2-1,0	0,2-1,0	0,2-1,5	0,2-1,5	
	давление пара в конденсаторе при номинальной температуре циркуляционной воды	ата	-0,5-0,98	-0,5-0,98	-0,5-0,98	-0,5-0,98	-0,5-0,98	-0,5-0,98	

Г1.5	Проектный ресурс турбины	час	200000	200000	200000	200000	200000	200000	20 лет
Г1.6	Фактическая наработка турбины за последний отчётный период три года всего								
	2009г.	час	24504,9	20701,2	23908,4	24326,7	18216,5	15877	12199
	2010г.	час	8333,7	5132,2	7433,9	8332,3	4834,7	5905,7	5088
	2011г.	час	8313,5	7151	8594	7309,4	5137,6	5370,9	5343
	Общая наработка с начала эксплуатации	час	7857,7	8418	7880,5	8685	8244,2	4600,4	1768
		час	435238,9	332238,2	451614,5	430838,7	378681,6	326038,7	18997
Г1.7	Разрешение на эксплуатацию после выработки проектного ресурса, срок продления ресурса. Организацию, выдавшую такое разрешение.	Продления ресурса турбин производится на основании РД 10-577-03 Постановление от 18.06.2003 г. №94							Ресурс не выработан
Г1.8	Ожидаемый остаточный срок службы до списания, указать год списания.	Ожидаемый остаточный срок службы до списания определить не представляется возможным ввиду отсутствия нормативных документов и рекомендаций завода.							-
Г1.9	Коэффициент готовности турбоустановок.		1	1	1	1	1	1	1

Г1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА И КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТУРБИН

Турбогенератор № 1 служит для комбинированной выработки электрической энергии и тепловой энергии в виде отработанного пара.

Турбина АР-6-6 конструкции Невского завода им. Ленина активного типа с чис-лом оборотов $n = 3000$ об/мин., противогазленческая, с использованием отработанного пара на производство и теплофикацию, имеет 6 ступеней. Турбина рассчитана на максимально-длительную мощность 6000 кВт при параметрах свежего пара $P = 35$ кгс/см², $T = 435$ 0С и противогазлением 6 кгс/см². В то же время позволяет работать на параметрах свежего пара $P = 29$ кгс/см², $T = 400$ 0С с соответствующим снижением максимально-длительной мощности до 5400 кВт. Паровая турбина выполнена однопоточной, одноцилиндровой, с одной регулирующей ступенью РАТО и 5-ю ступенями давления. После турбины пар идет на коллекторы производственного пара по двум трубопроводам. Пределы регулирования противогазления 3-6 кгс/см². В парораспределительную коробку пар поступает через автоматические стопорные клапаны по двум трубам. В парораспределительной коробке расположены 6 регулирующих клапанов, которые при полном открытии обеспечивают пропуск пара в турбину в количестве 65 т/час при параметрах пара $P = 28$ кгс/см², $T = 400$ 0С и с противогазлением 6 кгс/см².

Ротор турбины опирается на первый опорно-упорный и второй опорный подшипники, ротор генератора на третий и четвертый опорные подшипники. Роторы соединяются между собой подвижной зубчатой муфтой, допускающей осевое перемещение ротора, небольшое смещение осей или угловой излом осей. Направление вращения - по часовой стрелке, если смотреть со стороны впуска пара.

Турбина имеет электрогидравлическую систему регулирования по схеме прямого регулирования с электронными связями, т.е. изменение электрической и тепловой нагрузок осуществляется воздействием на регулирующие клапаны высокого давления (ВД) при помощи электронных регуляторов скорости, мощности и противогазления.

Паровая турбина АРТ-12 ст.№3 изготовлена Калужским турбинным заводом. Номинальная мощность на конденсационном режиме 12000 кВт, с номинальными отборами - 9000 кВт. Номинальное число оборотов турбины -

3000 об/мин, имеет 17 ступеней. Направление вращения ротора против часовой стрелки, если смотреть со стороны турбины на генератор. Номинальные параметры пара перед стопорным клапаном: давление - 28 ати, температура – 400 0С. Номинальное давление пара в первом регулируемом отборе 9 ати. Номинальное количество пара, поступающее из первого регулируемого отбора при номинальном давлении в отборе, 50 т/час. Номинальное давление пара во втором регулируемом отборе 0,2 ати. Номинальное количество пара, поступающее из второго регулируемого отбора сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды при номинальном давлении в отборе, 33 т/час. Номинальная температура охлаждающей воды 20 0С.

Вакуум при конденсационном режиме с включенной регенерацией при температуре охлаждающей воды 20 0С при мощности 12000 кВт - 91%, при мощности 6000 кВт - 95%. Номинальная мощность турбины длительно обеспечивается при следующих отклонениях величин параметров от их нормальных значений:

- уменьшении величины регулируемых отборов пара до нуля при номинальных значениях прочих параметров;
- одновременном изменении начальных параметров пара, но при нормальной температуре охлаждающей воды, в пределах: давления 26-36 ати, температуры 380-445 0С.

Не допускается работа турбины с давлением: в камере 1 ступени выше 19 ати в камере 1 отбора выше 12 ати, в камере 2 отбора выше 1,5 ати, при включенных регуляторах давления и давлении: в камере производственного отбора ниже 7 ати, в камере отопительного отбора ниже 0,7 ата.

Максимальная величина отборов при номинальных параметрах свежего пара, подаче необходимого количества охлаждающей воды с температурой 20 0С с включенной регенерацией:

производственного при N = 9000 кВт и отопительном отборе, равном нулю составляет:

- при давлении в камере отбора 7 ати.....70 т/час;
- при давлении в камере отбора 9 ати.....64 т/час;
- при давлении в камере отбора 12 ати....60 т/час;

отопительного при N= 9000 кВт и производственном отборе равном нулю составляет:

- при давлении в камере отбора 0,7 ата - 27 т/час;
- при давлении в камере отбора 0,2 ати - 44 т/час;
- при давлении в камере отбора 1,5 ати - 63 т/час.

Турбина допускает увеличение (по сравнению с номинальным) количества отбираемого пара из одного из регулируемых отборов с одновременным уменьшением количества отбираемого пара из другого регулируемого отбора при номинальных начальных параметрах пара и номинальных температуре и количестве охлаждающей воды. Турбина допускает длительную работу (при номинальных параметрах пара, номинальных температуре и количестве охлаждающей воды) при изменении давления в регулируемых отборах пара в диапазоне:

- для первого отбора от 7 до 12 ати,
- для второго отбора от 0,7 ата до 1,5 ати.

Турбина снабжена централизованной масляной системой, обеспечивающей смазку подшипников турбогенератора и работу регулирования. Емкость масляной системы - 2,5 т. Масло турбинное марки Тп - 22. Маслоохладители в количестве двух штук охлаждаются водой из циркуляционной системы. При температуре охлаждающей воды от 20 до 33 °С работают два маслоохладителя, при температуре воды до 20 °С включается один маслоохладитель. Поверхность охлаждения маслоохладителя 16 м². Расход воды на маслоохладитель - 30 м³/час, гидравлическое сопротивление по воде - не более 1,0 м. вод. ст., наибольшее давление воды - 0,9 кгс/см².

В качестве пускового масляного насоса установлен центробежный электромасляный насос (ЭМН).

- Тип насоса - 4К-8
- Производительность - 90 м³/час
- Напор - 55 м. в. ст.
- Мощность двигателя - 20 кВт
- Число оборотов - 2900 об/мин.

Турбогенераторы № 5,6 служат для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Турбина типа ДК 20-120 предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа Т-2-12-2, изготовленного заводом

“Электросила” им. Кирова. Турбина конструкции Кировского завода, активного типа, с частотой вращения 3000 об/мин, теплофикационная, с двумя регулируемыи и одним нерегулируемым отборами пара для обеспечения нужд производства и теплофикационных целей в указанных ниже размерах, имеет 19 ступеней.

Режим	Мощность, кВт	Отбор пара 5,5-6,5 ати, т/ч	Отбор пара 0,2-1,0 ати, т/ч	Общий расход пара, т/ч	Примечания
Экономический теплофикационный	9600	18	18	70,4	Регенерация включена, Т охлаждающ. воды 20 ⁰ С
Максимальный длительно. с отборами	12000	30	45	101,7	“-”-“-
Максимальный производственный	12000	53	0	103	“-”-“-
Максимальный теплофикационн.	12000	0	70	88	“-”-“-

Турбина рассчитана на максимально-длительную электрическую мощность 12000 кВт. Параметры пара перед автоматическим стопорным клапаном: P= 28 ати, T= 400⁰С. Первый регулируемый отбор давлением 5,5 - 6,5 ати максимальной производительностью 53 т/час предназначен для подачи пара на производство, пиковые бойлеры, подогреватель высокого давления (ПВД) и химводоочистку (ХВО). Второй регулируемый отбор давлением 0,2-1,0 ати, максимальной производительностью 70 т/час предназначен для подачи пара на деаэраторы и основные бойлеры. Третий отбор, нерегулируемый, предназначен для подогрева конденсата в подогревателе низкого давления (ПНД).

Паровая турбина выполнена однопоточной, двухцилиндровой. Цилиндр высокого давления (ЦВД) и впускная часть цилиндра среднего давления (ЦСД)-стальные. Средняя и выхлопная части цилиндра низкого давления (ЦНД) изготовлены из чугуна. ЦВД имеет семь ступеней давления, из которых первая регулирующая (одновенечный диск Рато). После ЦВД производится отбор производственного пара давлением 5,5-6,5 ати. ЦНД имеет 12 ступеней давления и состоит из части среднего давления (ЧСД) и части низкого давления (ЧНД). ЧСД имеет 6 ступеней давления, из которых первая - регулирующая

(одновенечный диск). Для регулирования пропуска пара в ЧНД перед 7-ой ступенью ЦНД установлена поворотная диафрагма. Перед поворотной диафрагмой производится отбор теплофикационного пара давлением 0,2-1,0 ати. За 8-ой ступенью ЦНД производится отбор пара для подогрева конденсата в ПНД.

В парораспределительную коробку ЦВД пар поступает через автоматический стопорный клапан по двум перепускным трубам диаметром 200 мм. В парораспределительной коробке расположены 4 регулирующих клапана, которые при полном открытии обеспечивают пропуск пара в турбину в количестве 103 т/час.

После ЦВД часть пара идет в 1-й отбор, а остальной пар по двум перепускным трубам диаметром 250 мм поступает в паровую коробку ЧСД. В паровой коробке ЧСД расположены 4 регулирующих клапана, которыми производится регулирование давления в камере 1-го отбора. После ЧСД часть пара идет во 2-ой отбор, а остальной пар через регулируемую поворотную диафрагму в ЧНД. Оставшийся после нерегулируемого отбора пар, пройдя четыре ступени давления, поступает в конденсатор поверхностного типа, присоединенный непосредственно к выхлопному патрубку ЦНД.

Роторы высокого давления (РВД) и низкого давления (РНД) соединяются между собой посредством гибкой (пружинной) муфты. РНД и ротор генератора (РГ) соединяются полугибкой (линзовой) муфтой. РГ и ротор возбuditеля (РВ) соединяются гибкой пружинной муфтой. РВД - жесткий, критическое число оборотов равно 4205 об/мин. РНД также жесткий, критическое число оборотов равно 4146 об/мин. Направление вращения ротора турбины по часовой стрелке, если смотреть по ходу пара.

РВД опирается на 1-ый опорно-упорный и 2-ой опорный подшипники. РНД - на 3-й опорно-упорный и 4-й опорный подшипники. РГ - на 5-й и 6-ой опорные, а РВ на 7-ой и 8-ой опорные подшипники. Опорно-упорные подшипники роторов типа "Митчеля". Подшипники турбины и генератора имеют принудительную систему смазки. Турбина смонтирована на трех фундаментных плитах. На эти плиты установлены ступья подшипников, на которые в свою очередь опираются цилиндры и конденсатор. Выхлопная часть ЦНД имеет боковые пружинные опоры, которые разгружают заднюю опору ЦНД. Для правильного расширения турбины на фундаментных плитах смонтированы направляющие шпонки.

Тепловое расширение всей турбины осуществляется в сторону переднего подшипника. Максимальное продольное перемещение корпуса переднего подшипника, вызванного тепловыми расширениями цилиндров, составляет около 10,5 мм. Перемещение корпуса среднего подшипника составляет около 4,5 мм.

Уплотнение валов турбины осуществляется 3-мя паровыми лабиринтовыми уплотнениями елочного типа и одним уплотнением гребенчатого типа (сторона выхлопной части). Каждое паровое лабиринтовое уплотнение состоит из 4 секций. Причем передние уплотнения ЦВД и ЦНД выполнены ступенчатого типа с целью разгрузки роторов от осевых усилий.

Турбина имеет регулирование с электронными связями, т.е. изменение электрической и тепловой нагрузки на регулирующие клапаны и поворотную диафрагму осуществляется при помощи электронных регуляторов.

Регулирование пропуски пара в ЦВД количественное, осуществляется четырьмя клапанами. Каждый клапан осуществляет пропуск пара к группе сопел регулирующей ступени ЦВД. Перестановка регулирующих клапанов производится с помощью кулачков, приводимых во вращение поворотным сервомотором, управляемым сервоприводом. Регулирование пропуски пара в ЦСД количественное, осуществляется четырьмя клапанами. Каждый клапан осуществляет пропуск пара к группе сопел регулирующей ступени ЦСД. Перестановка регулирующих клапанов производится с помощью кулачков, приводимых во вращение механизмом электрическим однооборотным (МЭО). Регулирование пропуски пара в ЧНД - качественное, осуществляется поворотной диафрагмой, управляемой механизмом электрическим однооборотным (МЭО).

Паровая турбина типа АРТ-12-1, ст.№7,8 номинальной мощностью 12000 кВт при 3000 об/мин., конденсационная, с производственным и отопительным отборами пара, регенеративными подогревателями питательной воды предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа Т2-12-2.

Турбина рассчитана на работу свежим паром с начальными параметрами 28 ати и 400 0С, измеренными перед стопорным клапаном, имеет два регулируемых отбора:

производственный с давлением пара от 7 ати до 12 ати с номинальной величиной отбора 45 т/час и отопительный с давлением пара от 0,2 ати до 1,5

ати с номинальной величиной отбора 35 т/час. Допускается снижение давления в отопительном отборе до 0,7 ата, имеет 15 ступеней.

Турбина имеет регулирование с гидравлическими и электронными связями, т.е. изменение электрической и тепловой нагрузки на регулирующие клапаны и поворотные диафрагмы осуществляется при помощи электронных регуляторов мощности, скорости и давления с сохранением гидравлических связей между золотниками регуляторов и сервомоторами, но регулятор мощности отслеживает давление в отборах и прекращает свое воздействие, если давление в отборах становится недопустимо высоким, имеет два нерегулируемых отбора (после пятой и тринадцатой ступеней), предназначенных для регенеративного подогрева питательной воды и конденсата.

Не допускается работа турбины с давлением пара в камере производственного отбора выше 12 ати и в камере отопительного отбора свыше 1,5 ати и при включенных регуляторах давления и давлении в камере производственного отбора ниже 7 ати, а в камере отопительного отбора ниже 0,7 ата.

При нормальных параметрах свежего пара ($P=28\pm 0,5$ ати, $T=400\pm 5$ °С), подаче охлаждающей воды на конденсатор с температурой 20 °С в количестве 2800 м³/час при полностью включенной регенерации и при расходе воды через подогреватель высокого давления (ПВД), равном 105% от расхода пара турбиной :

- максимальная величина производственного отбора пара при номинальной мощности турбины и отопительном отборе, равном нулю, составляет :

при давлении в камере отбора 7-9 ати75 т/час,

при давлении в камере отбора 12 ати 60 т/час;

- максимальная величина отопительного отбора пара при номинальной мощности турбины и производственном отборе, равном нулю, составляет:

при давлении в камере отбора 0,7 ата50 т/час,

при давлении в камере отбора 0,2 ати..... 60 т/час.

Турбина может принимать нагрузку до 14400 кВт при условии, что регенерация полностью включена, отбираемое из регулируемых отборов количество пара не будет меньше указанного в диаграмме режимов на всем диапазоне перегрузки от 12000 кВт до 14400 кВт. При этом:

- максимальная величина производственного отбора пара (при отопительном отборе равном нулю) составляет:

при давлении в камере отбора 7-9 ати45 т/час,

при давлении в камере отбора 12 ати35 т/час;

- максимальная величина отопительного отбора пара (при производственном отборе равном нулю) составляет :

при давлении в камере отбора 0,2 ати35 т/час,

при давлении в камере отбора 1,5 ати20 т/час.

1.8. Величина первого нерегулируемого отбора (после пятой ступени) может быть увеличена до 15 т/час. При этом максимальный расход пара через часть высокого давления (ЧВД) не должен превышать 115 т/час, через часть среднего давления (ЧСД) - 85 т/час и через часть низкого давления (ЧНД) - 50 т/час.

ПРИМЕЧАНИЕ: в летнее время при низком вакууме, когда турбина работает на конденсационном режиме, допускается величина расхода свежего пара до 63 т/час, если температура выхлопной части при этом не превышает 40-500С, регенерация включена, расход пара на конденсатор не более 55 т/час.

Турбина допускает длительную работу, сохраняя номинальную мощность, при следующих отклонениях основных параметров от номинальных:

- при одновременном изменении начальных параметров пара по давлению в пределах 26,5 - 30 ати, по температуре в пределах 385 – 410 °С, (при температуре охлаждающей воды не выше 20 °С).

-при повышении температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор до 33 °С и расходе ее не меньше 3500 м3/час, если начальные параметры свежего пара не ниже номинальных;

- при одновременном уменьшении величины обоих регулируемых отборов до нуля.

При давлении свежего пара от 30 до 31 ати и температуре от 410 до 415 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 20 часов в год.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте 50 Герц, что соответствует скорости вращения ротора 3000 об/мин..

Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат, имеющий 15 ступеней. Первая, регулирующая ступень, выполнена с двумя ступенями скорости. Роторы турбины и генератора соединены между собой полугибкой муфтой. Ротор турбины вращается по часовой стрелке, если смотреть на турбину со стороны переднего подшипника. Вал турбины гибкий, критическое число оборотов 2025 об/мин. Свежий пар подводится к отдельно стоящему автоматическому стопорному клапану, откуда по двум перепускным трубам поступает к 4-м регулирующим клапанам, установленным на турбине.

Регулирование давления производственного и отопительного отборов осуществляется при помощи поворотных диафрагм, управляемых масляными сервомоторами поршневого типа, установленными на корпусе турбины.

Со стороны высокого и низкого давления турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. Пар, поступающий на заднее уплотнение, проходит через пароохладитель. Вестовые трубы отсутствуют, пар из концевых отсеков уплотнений (каминов) отсасывается эжектором сальникового холодильника. Расход пара на этот эжектор составляет около 90 кг/час. Контроль за работой уплотнений осуществляется по приборам.

Турбина имеет регулирование с гидравлическими и электронными связями, т.е. изменение электрической и тепловой нагрузки на регулирующие клапаны и поворотные диафрагмы осуществляется при помощи электронных регуляторов мощности, скорости и давления с сохранением гидравлических связей между золотниками регуляторов и сервомоторами, но регулятор мощности отслеживает давление в отборах и прекращает свое воздействие, если давление в отборах становится недопустимо высоким

Г2. – Модернизации, ремонты турбин:

Г2.1 – Указать для каждой турбины сведения о выполненных работах по модернизации, конкретных элементах турбин, прошедших модернизацию.

Не производилось.-

Г2.2 – Проведение капитальных, средних, текущих ремонтов турбин, указать сроки, а также продолжительность их выполнения.

Название объекта	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания	Продолжительность, дней
Турбина GT10B2 GUE	Текущий	20.04.2011	29.04.2011	9
Турбина паровая AP-6-6 № 1	Текущий	28.03.2009	30.03.2009	2
Турбина паровая AP-6-6 № 1	Текущий	04.05.2009	28.05.2009	24
Турбина паровая AP-6-6 № 1	Текущий	26.09.2009	30.09.2009	4
Турбина паровая AP-6-6 № 1	Текущий	11.09.2010	30.09.2010	19
Турбина паровая AP-6-6 № 1	Текущий	02.03.2011	31.03.2011	29
Турбина паровая АПТ-12 № 3	Текущий	10.06.2009	24.06.2009	14
Турбина паровая АПТ-12 № 3	Текущий	21.12.2009	31.12.2009	10
Турбина паровая АПТ-12 № 3	Текущий	02.06.2010	30.06.2010	28
Турбина паровая АПТ-12 № 3	Текущий	14.12.2010	27.12.2010	13
Турбина паровая АПТ-12 № 3	Текущий	27.06.2011	30.06.2011	3
Турбина паровая ДК-20-120 № 5	Капитальный	02.03.2009	24.04.2009	52
Турбина паровая ДК-20-120 № 5	Текущий	14.10.2009	23.10.2009	9
Турбина паровая ДК-20-120 № 5	Текущий	12.04.2010	29.04.2010	17
Турбина паровая ДК-20-120 № 5	Текущий	11.10.2010	29.10.2010	18
Турбина паровая ДК-20-120 № 5	Текущий	03.10.2011	31.10.2011	28
Турбина паровая ДК-20-120 № 6	Текущий	24.02.2009	26.02.2009	2
Турбина паровая ДК-20-120 № 6	Текущий	26.05.2009	28.05.2009	2
Турбина паровая ДК-20-120 № 6	Текущий	02.11.2009	25.11.2009	23
Турбина паровая ДК-20-120 № 6	Текущий	18.01.2010	28.01.2010	10
Турбина паровая ДК-20-120 № 6	Текущий	12.07.2010	30.07.2010	18
Турбина паровая ДК-20-120 № 6	Текущий	04.10.2011	25.01.2012	57
Турбина паровая АПТ-12 № 7	Текущий	26.01.2009	29.01.2009	3
Турбина паровая АПТ-12 № 7	Текущий	18.05.2009	28.05.2009	10
Турбина паровая АПТ-12 № 7	Текущий	18.07.2009	23.07.2009	5
Турбина паровая АПТ-12 № 7	Текущий	11.05.2010	31.05.2010	20
Турбина паровая АПТ-12 № 7	Текущий	27.11.2010	30.11.2010	3
Турбина паровая АПТ-12 № 7	Текущий	30.05.2011	31.05.2011	1
Турбина паровая АПТ-12 № 8	Текущий	20.04.2009	28.04.2009	8

Название объекта	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания	Продолжительность, дней
Турбина паровая АПТ-12 № 8	Текущий	17.07.2009	23.07.2009	6
Турбина паровая АПТ-12 № 8	Текущий	27.10.2009	29.10.2009	2
Турбина паровая АПТ-12 № 8	Текущий	14.04.2010	29.04.2010	15
Турбина паровая АПТ-12 № 8	Текущий	11.10.2010	29.10.2010	18
Турбина паровая АПТ-12 № 8	Текущий	27.07.2011	28.07.2011	1

Г2.3 – Планирование модернизации, реконструкции, ремонтов турбин на ближайшие пять лет.

Не планируется.

Г2.4 – Указать (если были) аварии при работе турбин, причины аварий и последствия аварий для последующей работы турбинных установок:

Аварий при работе турбин не было

Г2.5 – Годовой простой турбоустановок: плановый/неплановый.

Показатели	Годовой простой, час.						
	№ 1	№ 3	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 10
турбогенератор							
2009г.							
плановый	426	3340	918	42	3517	2590	3672
неплановый	0	288	408	384	408	264	0
2010г.							
плановый	0	2404	166	803	2854	2093	1137
неплановый	696	1224	0	648	768	1296	2280
2011г.							
плановый	902	150	880	75	0	3488	6296
неплановый	0	192	0	0	720	672	696

Раздел Д. Паровые котлы и котельные установки

Д1.1 – Тип каждого котла, завод-изготовитель. Краткие сведения о конструкции котлов.

См. ТАБЛИЦА 1. Сведения о паровых и водогрейных котлах

Котлоагрегаты ЦКТИ -75- 39Ф2 (ст. №№ 7÷10)

– Описание котлоагрегата.

- Котельный агрегат Барнаульского котлостроительного завода системы ЦКТИ-75-39 Ф2 одно-барабанный, вертикально - водотрубный.
- Номинальная паропроизводительность - 75 т/ час.
- Котел изготовлен на сниженные параметры: давление пара перед главной паровой задвижкой (ГПЗ) 32 кгс/см² , температура перегрева 4200С.
- Для поддержания нормальных параметров пара перед турбинами ТЭЦ на котлах ЦКТИ-75-39 Ф2 необходимо выдерживать: давление перед ГПЗ 30 - 32 кгс/см² (в барабане котла не более 36 кгс/см²) и температуру перегрева 4000С.
- Котельный агрегат состоит из следующих основных частей:
 - сварной барабан, наружным диаметром 1276 мм, длиной цилиндрической части 8500 мм, с устройством для двухступенчатого испарения.
 - .Экранированная топочная камера с холодной воронкой, с основными и муфельными горелками.
 - Фестонированный пароперегреватель, поверхность нагрева 495 м² .
 - Поверхностный регулятор перегрева пара (пароохладитель), расположенный в камере насыщенного пара.
 - .Водяной экономайзер с односторонним расположением камер, состоящий из двух ча-стей, расположенных в “рассечку” с воздухоподогревателем.
 - Трубчатый воздухоподогреватель трехходовой по газу, состоящий из двух частей - “го-рячей” (одноходовой) и “холодной” (двухходовой).
 - Экранные трубы.

Батарейный золоуловитель (мультициклон), расположенный перед холодной частью воздухоподогревателя, состоящий из 208 элементов (диаметром 250 мм).

- Каркас сварной, включающий металлическую обшивку.
- Обмуровка котлоагрегата.
- Комплект арматуры и гарнитуры.
- Площадки обслуживания и лестницы.
- Шлаковая камера двухстороннего смыва.
- Котел имеет внутри барабана сепарирующее устройство из батарейных щитков, служащих для лучшего отделения капельной влаги из пара и размыва пены питательной водой (к.а. 7-10).

– На котле применена двухступенчатая схема испарения. Во вторую ступень включены первые от фронта части боковых экранов. Барабан разделен на два отсека “чистый” и “соленый”. “Соленый” отсек расположен в левом торце барабана на котлах № 7,9, а на котле № 10 по обоим торцам барабана и отделены от “чистого” перегородками, имеющими перепуск по воде и пару.

– Испарительная поверхность котла состоит из топочных экранов и водяного экономайзера. Экраны, которые закрывают все четыре стенки топочной камеры, холодную воронку и наклонные потолки топки, выполнены из труб \square 83х3,5 мм с шагом 100 мм. Боковой экран состоит из 56 труб, 31 труба образует так называемый “большой экран”, 25 труб включаются в верхний боковой коллектор и образует “малый экран”. “Малый” и “большой” боковые экраны представляют три самостоятельных циркуляционных контура (“большой” экран разделен на два контура). По этой причине нижние боковые камеры разделены перегородками на три части. Одна часть питает “малый экран”, две остальные – “большой” экран. “Большой экран” разделен на две части по той причине, что отдельные его участки имеют отличную друг от друга обогреваемую высоту. Разделение произведено таким образом, что первая часть – 23 трубы имеет среднюю обогреваемую высоту труб 8,7 м, а вторая – 8 труб по 12,6 м. Опускная часть бокового экрана состоит из 14 труб. Таким образом, водяные экраны котла разбиты на 8 самостоятельных циркуляционных контуров: фронтальной, задней и 6 на боковых экранах. Фронтальной экран состоит из 63 труб. Все трубы фронтального экрана непосредственно включаются в барабан, нижними концами трубы подключаются к фронтальному коллектору холодной воронки, который питается 12 трубами. Задний экран состоит из 63 труб. В верхней части задний экран разводится в три ряда, образуя фестон. Шаг фестона по фронту в 1-ом и во 2-ом рядах – 400 мм, в третьем – 200 мм. По глубине шаг – 300 мм. Затем трубы сводятся снова в одну плоскость, образуя опору для обмуровки потолка топочной камеры. Нижние концы труб присоединяются к заднему коллектору холодной воронки, который питается 14 трубами. Все экранные и опускные трубы соединяются с барабаном путем вальцовки, с коллекторами экранные трубы соединяются также путем вальцовки, опускные привариваются к ниппелям.

– Пароперегреватель выполнен по смешанной схеме и состоит из двух частей: первой по ходу газов - противоточной, второй - прямоточной. Пар из барабана по 42 трубам \square 51x3.5 мм поступает в камеру насыщенного пара (в камере помещен пароохладитель). Из камеры в два ряда выходят 36 змеевиков 1-ой части диаметром 38x4 мм с шагом - 180 мм, из 1-ой части пар поступает в промежуточную камеру, по 37 змеевикам (2 трубы в каждом змеевике) поступает во 2-ю часть пароперегревателя, которая выполнена из труб \square 42x4 мм, шаг 180 мм. В том месте, где в одном ряду находятся трубы первой и второй частей пароперегревателя - шаг между трубами 90 мм. Из второй части пар по змеевикам выходит в камеру перегретого пара (\varnothing 325x24 мм). Один торец камеры перегретого пара закрыт наглухо. К другому приварено колено и присоединена ГПЗ и трубопровод перегретого пара.

– Регулирование температуры перегретого пара производится поверхностным и впрыскивающим пароохладителями.

– Поверхностный пароохладитель регулирует температуру перегретого пара изменением расхода питательной воды через змеевики, установленные в коллекторе насыщенного пара после барабана. В поверхностном пароохладителе изменяется степень сухости насыщенного пара, которая влияет на температуру перегретого пара. Поверхностный пароохладитель рассчитан на максимальное снижение температуры перегретого пара - $25 \square 30$ 0С. Питательная вода, пройдя через змеевики поверхностного пароохладителя, поступает во входную камеру водяного экономайзера.

– Впрыскивающий пароохладитель, установленный непосредственно в паропроводе за ГПЗ, регулирует температуру перегретого пара количеством конденсата, идущего на впрыск. Конденсат на впрыск подается из сборного бака после конденсатора впрыска или из общего коллектора впрыска от других котлов.

– Питательная вода, пройдя через змеевики пароохладителя, поступает во входную камеру водяного экономайзера.

– Водяной экономайзер и воздухоподогреватель располагаются «в рассечку». Первой по ходу газов (за пароперегревателем) размещена вторая ступень водяного экономайзера, под которой расположена

«горячая» секция воздухоподогревателя. Далее последовательно расположены первая ступень водяного экономайзера, «холодная» секция воздухоподогревателя. Каждая из ступеней водяного экономайзера состоит из 35 змеевиков, изготовленных из труб диаметром 38x4 мм. Ступени водяного экономайзера по ходу воды соединены последовательно с помощью водоперепускной трубы. Выходного коллектора водяной экономайзер не имеет, каждый змеевик включён непосредственно в барабан котла.

– Участки труб, соединяющие экономайзер с барабаном, горячими газами не омываются.

– В барабане котла эти трубы вводятся с фронтальной стороны одним горизонтальным рядом.

– Воздухоподогреватель котла - стальной трубчатого типа состоит из двух секций: «горячей» с поверхностью нагрева 916 м², «холодной» - с общей поверхностью 1 837 м².

– Ход газов внутри труб «горячей» секции воздухоподогревателя сверху вниз, а в «холодной» сначала снизу вверх, а затем - сверху вниз.

– Воздух от дутьевого вентилятора поступает через патрубок в центр «холодной» секции воздухоподогревателя и движется от середины к краям, у краёв воздух делает поворот и во второй части (по ходу воздуха) «холодной» секции воздухоподогревателя движется от краёв к середине. В «горячей» секции воздухоподогревателя воздух движется от середины к краям, откуда окончательно подогретым выходит через выхлопные патрубки в кольцевой короб горячего воздуха.

– Из средней секции воздухоподогревателя имеется отбор слабоподогретого воздуха. Температура слабоподогретого воздуха 1080С.

– Топка котла шахтного типа, объемом 398 м³ на котлах № 7,8. У котлов № 9, 10 высота топ-ки увеличена на 1 м, объем составляет 430 м³.

– Топочная камера полностью экранирована.

– Топка оборудована тремя пылеугольными горелками типа УТ - 3, производительностью по 5,5 т/час, с встроенными в них механическими мазутными форсунками, производительностью 800 кг/час мазута каждая, и двумя муфельными горелками, производительностью 0,5 - 1,5 т/час. Основные горелки расположены в один ряд на фронтальной стене топки.

Крайние го-релки повернуты в горизонтальной плоскости на 60 к центру топки. Муфельные горелки рас-положены на боковых стенах топки, на расстоянии 1300 мм от переднего экрана и на 1585 мм ниже, чем основные горелки.

– Обмуровка котлоагрегата - облегченного типа. По высоте, через каждый метр обмуровка имеет разгрузочные пояса. Разгрузка осуществляется с помощью кронштейнов, укрепленных на каркасе. Внешняя часть обмуровки выполнена диатомовым кирпичом. Снаружи вся обму-ровка котла заключена в обшивку из листового железа, чем достигается необходимая плот-ность обмуровки.

– Каркас котла представляет собой жесткую рамную металлическую конструкцию, поддер-живающую барабан, камеры, трубную систему, обмуровку, другие элементы и узлы котла. Каркас котла выполнен, как цельносварная конструкция из углеродистой стали марки - Ст. 3. Весь каркас установлен на 12 колоннах. Стенки каркаса набираются из отдельных щитов, назначение которых - создать полную герметичность стен котла, предохранить от тепловых потерь и создать общую жесткость каркаса. На щитах устанавливаются разгрузочные крон-штейны, поддерживающие обмуровку котла. Основными связывающими элементами каркаса являются балки.

Котлоагрегаты ЦКТИ -75-39Ф2 ст. № 11, 12, 13

Котельный агрегат Барнаульского котлостроительного завода системы ЦКТИ- 75- 39Ф2 однобарабанный, вертикально - водотрубный предназначен для получения пара при сжигании мазута и природного газа.

Котельный агрегат состоит из следующих основных частей:

- Сварной барабан, диаметром 1 372x44 мм и длиной цилиндрической части 8 500 мм, с устройством для двухступенчатого испарения.
- Экранированная топочная камера с газомазутными горелками и холодной воронкой (шлаковая камера демонтирована, под холодной воронки уплотнён).
- Фестонированный пароперегреватель, с поверхностным регулятором перегрева (паро-охладителем), расположенным в камере насыщенного пара.

- Водяной экономайзер с односторонним расположением камер, состоящий из двух ча-стей, расположенных в «рассечку» с воздухоподогревателем.
- Трубчатый воздухоподогреватель.
- Водяные экраны.
- Каркас сварной, включающий металлическую обшивку.
- Обмуровка котлоагрегата.
- Комплект арматуры и гарнитуры.
- Площадки обслуживания и лестницы.
- Система АСУТП.
- Тягодутьевое оборудование.

Котёл имеет внутри барабана сепарирующее устройство со встроенными цикло-нами, наклонным жалюзийным сепаратором и потолочным дырчатым листом. На котле при-менена двухступенчатая схема испарения. На к.а. ст. № 13 во вторую ступень включены пер-вые от фронта части левого бокового экрана. Барабан разделён на два отсека «чистый» и «со-лёный». «Солёный» отсек расположен в левом торце барабана и отделён от «чистого» пере-городкой, имеющей перепуск по воде и пару. На к.а. ст. № 12 во вторую ступень включены первые от фронта части левого и правого боковых экранов. Барабан разделён на три отсека - один «чистый» и два «солёных». «Солёные» отсеки расположены по обоим торцам барабана и отделены от «чистого» перегородками, имеющими перепуск по воде и пару. Перегородки со стороны «солёных» отсеков отделяют от «чистого» отсека 3 внутрибарабанных циклона с частью короба пароводяной смеси с обеих сторон барабана. Внутрибарабанные циклоны установлены на общих коробах пароводяной смеси, в нижнюю часть которых заведены тру-бы подачи питательной воды от экономайзера. Испарительная поверхность котла состоит из топочных экранов и водяного экономайзера.

Экраны, которые закрывают все 4-е стенки топочной камеры, холодную воронку и наклонные потолки топки, выполнены из труб диаметром 83x4 мм с шагом 100 мм. Боковой экран состоит из 56 труб, 31 труба образует так называемый «большой экран», 25 труб включены в верхний боковой коллектор, и образуют «малый экран». «Малый» и «большой» боковые экраны представляют три самостоятельных циркуляционных контура («большой» экран разделён на два контура). По этой причине нижние боковые камеры разделены перегородками на три части. Одна часть питает «малый экран», две остальные –

«большой» экран. «Большой экран» разделён на две части по той причине, что отдельные его участки имеют отличную друг от друга обогреваемую высоту. Разделение произведено таким образом, что первая часть - 23 трубы имеет среднюю обогреваемую высоту труб 8,7 м, а вторая - 8 труб по 12,6 м. Опускная часть бокового экрана состоит из 14 труб.

Таким образом, водяные экраны котла разбиты на 8 самостоятельных циркуляционных контуров: фронтальной, задней и 6 на боковых экранах.

Фронтальной экран состоит из 63 труб. Все трубы фронтального экрана непосредственно включаются в барабан, нижними концами трубы подключаются к фронтальному коллектору холодной воронки, который питается 12 водоопускными трубами. Задний экран состоит из 63 труб. В верхней части задний экран разводится в три ряда, образуя фестон. Шаг фестона по фронту в 1-ом и во 2-ом рядах - 400 мм, в третьем - 200 мм. По глубине шаг - 300 мм.

Затем трубы сводятся снова в одну плоскость, образуя опору для обмуровки потолка топочной камеры. Нижние концы труб присоединяются к заднему коллектору холодной воронки, который питается 14 водоопускными трубами.

Все подъёмные и опускные трубы соединяются с барабаном и коллекторами на сварку.

Пароперегреватель выполнен по смешанной схеме и состоит из двух частей: первой по ходу газов – противоточной (противоточно-прямоточной на к.а. ст. № 12), второй - прямоточной. Пар из барабана по 42 трубам \square 51x3,5 мм поступает в камеру насыщенного пара (в камере помещён пароохладитель). Из камеры в два ряда выходят 36 змеевиков 1-ой части \square 38x4 мм с шагом - 180 мм, из 1-ой части пар поступает в промежуточную камеру, по 37 змеевикам (2 трубы в каждом змеевике) поступает во 2-ю часть пароперегревателя, которая выполнена из труб \square 42x3,5 мм, шаг 180 мм. В том месте, где в одном ряду находятся трубы первой и второй частей пароперегревателя - шаг между трубами 90 мм. Из второй части пар выходит в камеру перегретого пара. Змеевики 1-ой ступени выполнены из стали 20, змеевики 2-ой ступени - из стали 12X1МФ.

Регулирование температуры перегретого пара производится поверхностным и впрыскивающим пароохладителями. Поверхностный пароохладитель регулирует температуру путём пропуска части питательной

воды через змеевики, установленные в коллекторе насыщенного пара после барабана. В зависимости от величины регулирования меняется количество пропускаемой воды. Поверхностный пароохладитель рассчитан на максимальное снижение температуры перегрева порядка 25-30 0С. Питательная вода, пройдя через змеевики поверхностного пароохладителя, поступает во входную камеру водяного экономайзера. Впрыскивающий пароохладитель, установленный непосредственно в паропроводе за ГПЗ, регулирует температуру перегретого пара количеством конденсата, идущего на впрыск. Конденсат на впрыск подаётся из сборного бака после конденсатора впрыска или из общего коллектора впрыска от других котлов.

Котельный агрегат имеет стальной змеевиковый экономайзер. Водяной экономайзер и воздухоподогреватель располагаются «в рассечку». Первой по ходу газов (за пароперегревателем) размещена вторая ступень водяного экономайзера, под которой расположена «горячая» секция воздухоподогревателя. Далее последовательно расположены первая ступень водяного экономайзера, «холодная» секция воздухоподогревателя. Каждая из ступеней водяного экономайзера состоит из 35 змеевиков, изготовленных из труб диаметром 38x4 мм. Ступени водяного экономайзера по ходу воды соединены последовательно с помощью водоперепускной трубы. Выходного коллектора водяной экономайзер не имеет, каждый змеевик включён непосредственно в барабан котла. Участки труб, соединяющие экономайзер с барабаном, горячими газами не омываются. В барабане котла эти трубы вводятся с фронтальной стороны одним горизонтальным рядом с присоединением на сварку.

Воздухоподогреватель котла - стальной трубчатого типа состоит из трёх секций: «горячей» с поверхностью нагрева 916 м², средней и «холодной» - с общей поверхностью 1 837 м².

«Горячая» секция расположена между двумя секциями водяного экономайзера. Ход газов внутри труб «горячей» и «холодной» секций сверху вниз, а в средней - снизу вверх.

Воздух поступает через патрубок в центр «холодной» секции и движется от середины к краям, у краёв воздух делает поворот и в средней секции движется от краёв к середине. В «горячей» секции воздух движется от середины

к краям, откуда окончательно подогретым выходит через выхлопные патрубки в кольцевой короб горячего воздуха.

Перед воздухоподогревателем установлены калориферы для подогрева воздуха при работе на мазуте.

Система рециркуляции газов предназначена для подавления выхода оксидов азота и обеспечения номинальных параметров пара при сжигании мазута. Дымосос рециркуляции дымовых газов (ДРГ) забирает уходящие газы перед дымососом и подаёт их в общий короб горячего воздуха до шиберов горелок. При работе котла на газе ДРГ участвует в вентиляции котла при включении тягодутьевого оборудования.

Топка котла шахтного типа объёмом 430 м³. Топочная камера полностью экранирована, переведена на сжигание природного газа и мазута. Топка оборудована тремя вихревыми газомазутными горелками ГМУ-20М конструкции НПО ЦКТИ с паромеханическими форсунками и запально - защитными устройствами ЗГ-01-1500.

Обмуровка котлоагрегата - облегчённого типа. По высоте, через каждый метр обмуровка имеет разгрузочные пояса. Разгрузка осуществляется с помощью кронштейнов, укреплённых на каркасе. Внешняя часть обмуровки выполнена диатомовым кирпичом. Снаружи вся обмуровка котла заключена в обшивку из листового железа, чем достигается необходимая плотность обмуровки.

Каркас котла представляет собой жёсткую рамную металлическую конструкцию, поддерживающую барабан, камеры, трубную систему, обмуровку, другие элементы и узлы котла. Каркас котла выполнен как цельносварная конструкция из углеродистой стали марки Ст. 3. Весь каркас установлен на 12 колоннах. Стенки каркаса набираются из отдельных щитов, назначение которых - создать полную герметичность стен котла, предохранить от тепловых потерь и создать общую жёсткость каркаса. На щитах устанавливаются разгрузочные кронштейны, поддерживающие обмуровку котла. Основными связывающими элементами каркаса являются балки.

Котлоагрегаты БКЗ -75- 39 ГМ (ст. №№ 14,15)

Котельный агрегат Белгородского котлостроительного завода типа БКЗ-75- 39 ГМ од-нобаранный , вертикально - водотрубный предназначен для получения пара при сжигании мазута и природного газа.

Собственно котел, включающий в себя сварной барабан, внутренним диаметром 1504 мм и систему опускных и подъемных (экранных) труб с камерами и выносными цикло-нами.

Экранированная топочная камера с газомазутными горелками типа ГМ-10 с мазут-ными механическими форсунками типа ФМ.

Пароперегреватель с поверхностным регулятором перегрева (пароохладителем) , расположенным в «рассечку» с 1 и 2 ступенями пароперегревателя.

Водяной экономайзер с односторонним расположением камер, состоящий из двух частей (холодной и горячей), расположенных в «рассечку» с воздухоподогревателем.

Трубчатый воздухоподогреватель, состоящий из двух частей «горячей» и «холод-ной».

Впрыскивающий пароохладитель.

Каркас сварной, включающий металлическую обшивку.

Обмуровка котлоагрегата.

Комплект арматуры и гарнитуры.

Площадки обслуживания и лестницы.

Система обдувки и дробеочистки.

На котле применена двухступенчатая схема испарения. Первая ступень испарения находится в барабане, второй ступенью являются сепарационные циклоны, изготовленные из труб \square 377x15 мм. Во вторую ступень испарения включены средние контуры боковых экранов, имеющие верхние камеры.

Внутрибарабанные сепарационные устройства состоят из раздающих пароводяную смесь коробов, циклонов, жалюзийных сепараторов и дырчатого листа.

Пароводяная смесь из раздаточных коробов равномерно поступает в циклоны, где происходит первичное отделение воды от пара. На циклонах установлены блоки жалюзийных сепараторов. Пар, пройдя их, поступает в паровой объем барабана и через жалюзийный и пароприемный дырчатый лист

уходит в пароперегреватель. Для ввода и раздачи фосфатов вдоль барабана имеется перфорационная труба.

Пар из выносных циклонов поступает под верхний жалюзийный сепаратор.

Непрерывная продувка осуществляется из второй ступени. Для выравнивания химиче-ских перекосов (разных солесодержаний) по сторонам котла предусмотрена линия «перекре-щивания», соединяющая выносной циклон правого контура с нижней камерой левого контура и наоборот.

Имеется также линия уменьшения кратности солесодержания по ступеням испарения. Эта линия соединяет выносной циклон с камерой заднего экрана. При помощи вентилей, рас-положенных на этой линии, можно выбрать оптимальную кратность, обеспечивающую нор-мальный фосфатный режим.

Топка имеет призматическую форму с размерами в плане 5140x5900 мм. Стены топоч-ной камеры полностью экранированы трубами \square 60 мм со следующими шагами:

а) на задних боковых стенах - 100 мм,

б) на фронтальной - 150 мм.

Трубы заднего экрана внизу образуют наклонный к фронту под, закрытый шамотным кирпичом.

В верхней части топки трубы заднего экрана и задние панели боковых экранов образуют четырехрядный конвективный пучок (фестон).

Экраны разделены на 8 самостоятельных циркуляционных контуров (по 3 контура - на боковых экранах, по 1 контуру - на заднем и фронтальном экранах). Водоподводящие трубы экранов выполнены из труб \square 83 мм.

Периодическая продувка контуров экранов осуществляется из нижних камер экранов. Камеры экранов выполнены из труб \square 219 x 16 мм.

На фронтальной стене установлены в два ряда шесть газомазутных горелок (по три в ряд) с мазутными форсунками механического распыления мазута.

Топочная камера имеет сверху взрывные клапаны (по одному на каждой боковой стене), в нижней части расположен лаз, имеется также необходимое количество гляделок. Трубы и камеры гляделок выполнены из стали марки 20.

Пароперегреватель конвективный вертикального типа. Пар из барабана отводится 65 трубами \square 38 x 3 мм, которые закрывают потолок топки и горизонтального газохода. Пото-лочные трубы непосредственно переходят в

змеевики 1 ступени пароперегревателя (вторая по ходу газов). Змеевики 1 ступени выполнены из труб □ 38 x 3 мм (сталь марки 20).

Из первой ступени пар попадает в пароохладитель поверхностного типа. Пароохладитель состоит из камеры □ 325 x 22 мм, в которой расположены змеевики из труб □ 25 x 3 мм. Для охлаждения используется питательная вода. Для защиты стенок камеры от попадания конденсата предусмотрены специальные защитные корыта, отвод пара во 2 ступень осуществляется через штуцера с рубашками.

Вторая ступень пароперегревателя (первая по ходу газов) выполнена из труб □ 42 x 4 мм (сталь 12X1МФ). Из змеевиков 2 ступени пар попадает в камеру □ 373 x 25 мм, откуда по восьми трубам □ 89 x 4,5 мм (сталь 20) отводится в паросборный коллектор □ 219x16 мм.

Из паросборного коллектора через главную паровую задвижку Ду 175, Ру 185 пар поступает в паропровод. В паропроводе за главной паровой задвижкой размещается коллектор впрыска собственного конденсата (впрыскивающий пароохладитель) □ 219 x 10 мм для регулирования температуры перегретого пара.

Змеевики пароперегревателя при помощи системы подвесок крепятся к потолочной раме каркаса котла. Детали креплений, расположенные в зоне высоких температур, выполнены из жаропрочной стали. Для обслуживания пароперегревателя в газоходе установлены лазы и гляделки. Дренаж пароперегревателя при растопках и забросе воды в пароперегреватель обеспечивается через линии Ду20 и Ду50, подключенные к паросборному коллектору.

Водяной экономайзер кипящего типа гладкотрубный, изготовлен из труб □ 32 x 3 мм. Змеевики расположены в шахматном порядке. Камеры водяного экономайзера выполнены из труб □ 219 x 16 мм. Из верхней камеры вода отводится к барабану по двум трубам □ 108 x 4,5 мм, образующим у барабана коллектора, из которых равномерно поступает в барабан по восьми трубам □ 60 x 3 мм. Змеевики, отводящие и перепускные трубы, камеры выполнены из стали 20. Дренаж экономайзера осуществляется через линии Ду 20, подключенные к питательной нитке, подводящей воду к котлу. После узла питания установлен конденсатор, выполненный из труб □ 426 x 14 мм. Питательная вода поступает в конденсатор по трубопроводу □ 108 x 4,5 мм.

Насыщенный пар из барабана котла по двум паропроводам \square 60 x 4 мм поступает в коллектор \square 108 x 4,5 мм. Из коллектора по четырём трубам \square 60 x 4 мм пар поступает в конденсатор. Из конденсатора конденсат поступает в конденсатосборник, откуда по трубопроводу \square 60 x 4 мм через узел регулирования поступает в коллектор впрыс-ка.

Воздухоподогреватель трубчатый изготовлен из труб \square 51 x 1,5 мм. По воздушной стороне воздухоподогреватель имеет 2 хода. Холодная часть воздухоподогревателя, вынесенная в отдельный газоход, выполнена таким образом, что первая по ходу воздуха секция омывается относительно горячими дымовыми газами. Это позволяет повысить температуру стенки трубы, чтобы уменьшить коррозию.

Обмуровка котлоагрегата выполнена с применением шамотных огнеупорных материалов для футеровки, с изоляцией диатомовым кирпичом или диатомобетоном. Снаружи обмуровка имеет плотную обшивку из стальных листов, приваренных к щитам каркаса. Нагрузка от веса обмуровки передается полностью на каркас котла с помощью кронштейнов, которые устанавливаются поясами с расстоянием по высоте 1 метр. На кронштейн укладываются чугунные и стальные плиты. Для защиты плит и кронштейнов предусмотрены защитные пояса из фасонного шамотного кирпича.

Потолочные перекрытия выполнены из шамотобетона и диатомобетона. Вес обмуровки потолочных перекрытий передается на каркас через подвесные чугунные балки.

Для очистки поверхностей нагрева предусмотрена система дробеструйной очистки. Система дробеочистки предусмотрена для очистки поверхностей нагрева водяного экономайзера и воздухоподогревателя. Для этой цели используется металлическая дробь \square 3 \square 5 мм, свободно осыпаящаяся в конвективную шахту через специальные устройства. Подъем дроби из нижних бункеров на верх котла осуществляется за счет разрежения, создаваемого тремя паровыми эжекторами.

Пиковые теплофикационные водогрейные котлы ПТВМ-100 (ст. № 16,19-21).

Пиковый водогрейный теплофикационный котел ПТВМ-100, рассчитанный для сжигания газа и мазута, предназначен для покрытия теплофикационных нагрузок ТЭЦ. Он оборудован типовыми автоматическими устройствами с

индивидуальными исполнительными механизмами управления горелками. Подогрев воды производится от температуры 110оС до температуры 150оС (при переводе котла в основной режим или при сжигании газа от 70оС до 150оС). Котел водотрубный, прямоточный с принудительной циркуляцией, имеет башенную компоновку, подключен по газовому тракту посредством группового газохода к трубе № 3 электростанции.

Изменение теплопроизводительности котла осуществляется изменением количества работающих горелок при постоянном расходе сетевой воды через котел и переменном температурном перепаде.

Котел может работать как по двухходовой схеме работы (пиковый режим), с минимальным расходом сетевой воды 1500 т/час, так и по четырёхходовой схеме работы (основной режим), с минимальным расходом сетевой воды 800 т/час. Переключение котла с одного режима на другой производится перестановкой поворотных заглушек на трубопроводах котла. Основная рабочая схема котла - двухходовая.

Котел снабжен дымососом двухстороннего всасывания типа Д-20х2 (Q=245000 м³/ч, H=408 мм вод.ст.), с электродвигателем типа ДАЗО-13-55-8 (N=400 квт, n=735 об/мин.).

Котел имеет закрытую компоновку. Для удобства обслуживания оборудован системой площадок и лестниц.

Схема циркуляции. Котел изготовлен для двухходовой (пиковый режим) схемы работы. Вода из обратной линии теплосети поступает в узел питания и проходит через котел по 2-х ходовой схеме следующим образом. От узла питания по 4-м трубам D-273мм вода подается через торцы в нижние камеры боковых экранов, затем одновременно по трубам левого и правого боковых экранов поднимается в верхние камеры боковых экранов, из которых поступает во фронтную и заднюю камеры конвективной части, параллельно проходит фронтные и задние полусекции конвективной части, попадая в верхние камеры фронтного и заднего экранов, а из них по трубам этих экранов опускается в нижние камеры фронтного и заднего экранов, из которых через торцы по 4-м трубам D-273мм в узел питания и далее в тепло-сеть.

Топочная камера. Топочную камеру котла образуют экранные панели, выполненные из труб 60х3 с шагом 64 мм. Потолком камеры является

конвективная часть котла. В нижней части трубы фронтального и заднего экранов образуют холодную воронку с углом наклона скатов 45°.

Высота топки от осей нижних камер фронтального и заднего экрана до осей нижнего ряда труб конвективной части составляет 8110 мм. В горизонтальном сечении она представляет квадрат с размерами по осям экранных труб 6230x6230 мм.

На фронтальной и задней стенке топки в 2 ряда расположены 16 газомазутных горелок на отметках 5650 мм и 6450 мм по 8 горелок на каждой стенке.

На каждой боковой стенке топочной камеры имеются по 2 лаза D-440 мм и по 4 гляделки D-140 мм. Лучевоспринимающая поверхность топочных экранов Нл-224 м². Конвективная поверхность нагрева - 2960 м². Активный объем топочной камеры Vт-245 м³.

Конвективная часть. Конвективная часть котла расположена непосредственно над топкой и представляет собой два пакета змеевиков из труб d 28x3 мм. Змеевики расположены в шахматном порядке с продольным шагом S1 = 33 мм, поперечным шагом S2 = 64 мм и соединены между собой стояками из труб d-83x4 мм, которые расположены на фронтальной и задней стенках котла. Конструктивно вся конвективная часть состоит из 48 фронтальных и 48 задних секций, каждая из которых в свою очередь состоит из двух полусекций: нижней и верхней. Длина каждой полусекции составляет 6190 мм. Полусекция включает в себя стояк d-83x4 мм и 7 пар П-образных змеевиков, концы которых приварены к стояку. Внутри стояка имеется перегородка (с отверстием d -5 мм) необходимая для организации многоходового движения воды по змеевикам конвективной части. Трубы каждой полусекции дистанционируются с помощью 4-х вертикальных штампованных гребенок, установленных по длине полусекции с шагом 1240 мм, которые кроме того придают полусекции достаточную жесткость.

В районе гибов к змеевикам приварен отрезок полосы 4x80 мм, с помощью которой полусекция свободно опирается на приваренную к противоположным стоякам опору. По ходу газов конвективная часть разделена на два пакета, ремонтный зазор между которыми составляет 600 мм.

Горелочные устройства. Котел оборудован 16 горелками с индивидуальными вентиляторами типа Ц9-57 N5 (Q=10000 м³/час и H=160 мм в.ст) с электродвигателями N=10квт типа А02-52-4 1460 об/мин и мазутными

форсунками производительностью 800 кг/час (при работе на мазуте) и 900 м³/ч (при работе на газе). На котле ПТВМ-100 установлена комбинированная газомазутная горелка турбулентного типа с газовой периферийной горелкой и механической мазутной форсункой. Конструкция форсунки предусматривает механический распыл мазута. Форсунки на ВК 19 специального типа с охлаждением сетевой водой, а на ВК 20,21 установлены неохлаждаемые форсунки. Воздух, подаваемый к горелкам, забирается непосредственно из помещения ВК-2. Для обеспечения необходимого воздухообмена и поддержания нормируемой температуры воздуха +10-+12 0С в помещении ВК-2 установлены приточные установки П-1...П-14, П-16...П-19.

Каркас котла. Представляет собой четыре плоские рамы, связанные между собой в пространственную конструкцию в виде параллелепипеда. Каждая рама состоит из 4-х колонн, связанных между собой поперечными балками на отметках 4500мм, 9680мм и 14450 мм. Угловые колонны каркаса, за исключением потолочных балок, коробчатого сечения выполнены из швеллера № 30. На верхней отметке расположены грузовые ригели рам и не-сущие балки потолка, выполненные из двутавра № 36 и 55. К ним с помощью тросов подвешивается весь котел. Размеры каркаса по осям угловых колонн составляют 6.9 x 6.9 м.

Помосты и лестницы. Для удобного и безопасного обслуживания котла предусмотрены лестницы и площадки, расположенные в несколько ярусов по высоте котла. Площадки опираются на кронштейны, приваренные к каркасу котла. Одновременно помосты являются горизонтальными балками жесткости.

Трубопроводы в пределах котла. Вода из сетевого трубопровода поступает в узел питания, расположенный непосредственно под котлом, из которого посредством 4-х трубопроводов D-273x10 подается через торцы в нижние боковые камеры котла. Каждый трубопровод имеет сложную пространственную конфигурацию с целью самокомпенсации трубопроводов во время работы котла.

Обмуровка котла выполнена облегченной, натрубной. Она состоит из трех слоев: шамотобетона, минераловатных матрацев и уплотнительной газонепроницаемой обмазки. Общая толщина обмуровки (считая от оси труб) на фронтальных, задних и боковых стенках экранов составляет 145 мм. В районе

фронтowych и задних стояков конвективной части толщина обмуровки составляет 165 мм за счет увеличения толщины слоя шамотобетона.

Все коллекторы экранов и конвективной части со стороны, обращенной внутрь котла, покрываются глиношамотной массой, а с наружной стороны асбесто-диатомовым бетоном.

Амбразуры горелок выполнены из слоя глиношамотной массы и слоя асбодиатомного бетона. По шипам, приваренным к трубе, образующей амбразуру горелки, наносится пластичная хромитовая масса.

Обмывочное устройство. На котле для очистки конвективных поверхностей от мазутных загрязнений предусмотрено обмывочное устройство. Обмывка выполняется на остановленном котле. Забор воды производится из обратной линии теплосети.

Обмывка осуществляется путем подачи сетевой воды по трубам через сопла, которые расположены в газовом коробе над верхними полусекциями конвективной части и над гибами верхних и нижних полусекций.

Д1.2 – Год ввода каждого котла в эксплуатацию.

См. ТАБЛИЦА 1. Сведения о паровых и водогрейных котлах

Д1.3 – Номинальная тепловая мощность топки каждого котла (МВт или Гкал/ч).

См. ТАБЛИЦА 1. Сведения о паровых и водогрейных котлах

Д1.4 – Номинальная тепловая мощность парогенератора (МВт или Гкал/ч).

Данные в конструкцию не заложены

Д1.5 – Эффективный к.п.д. котлоагрегата (брутто).

См. ТАБЛИЦА 1. Сведения о паровых и водогрейных котлах

Д1.6 – Номинальные параметры пара (расход, давление, температура):

- на выходе из котла;

- на выходе из промежуточного пароперегревателя (если он есть);

См. ТАБЛИЦА 1. Сведения о паровых и водогрейных котлах

Д1.7 – Номинальные параметры питательной воды (расход, давление, температура) на входе в котёл.

Паровые котлы:

Расход – 80 т/ч;

Давление – 60 ата;

Температура – 150 гр.С.

Д1.8 – Проектный ресурс каждого котла.

к/а № 16,19,20,21-16 лет; к/а 7,8,9,10,11,12,13,14,15-24 года

См. Д 1.11

Д1.9 – Фактическая наработка каждого котла за последний отчётный период.

№№ котла	Суммарная наработка времени 2009г., часов	Суммарная наработка времени 2010г., часов	Суммарная наработка времени 2011г., часов
7	266	74	1492
8	1123	958	878
9	1615	1673	1154
10	500	51	576
11	6234	7724	7672
12	8128	6332	7344
13	6861	6829	7882
14	5457	6402	5763
15	5259	4179	4810
16	9	3	4
19	2523	2907	4341
20	2525	2586	2174
21	1146	1700	1867

Д1.10 – Разрешение на эксплуатацию после выработки проектного ресурса. Срок продления ресурса. Указать организацию, выдавшую такое разрешение: РОСТЕХНАДЗОР, г.Ижевск.

Д1.11 – Ожидаемый остаточный срок службы до списания, указать год списания.

См. ТАБЛИЦА 1. Сведения о паровых и водогрейных котлах

ТАБЛИЦА 1.Сведения о паровых и водогрейных котлах

Станционный номер	Тип котла (заводское обозначение) Д1.1	Завод изготовитель Д1.1	КПД (брутто) Д1.5	Параметры теплоносителя		Производительность, Гкал/час, т/час Д1.3,Д1.6			Год ввода в эксплуатацию Д1.2	Наработка (час) на 01.01.2011г. Д1.9	Температура уходящих газов	Остаточный ресурс (лет) Д1.11	Техническое состояние, дата следующего тех. диагностирования	Планы по капитальному ремонту котлов.
				Давление кгс/см ² Д1.6	Температура 0 С Д1.6	уголь	мазут	газ						
7	ЦКТИ-75-39 Ф2	Барнаульский котлостроительный завод	87,26	32±2	400	75 т/час	–	–	1952	341005	150	15	исправен, 27.03.2013	март 2013
8	ЦКТИ-75-39 Ф2	Барнаульский котлостроительный завод	86,2	32±2	400	75 т/час	–	–	1952	327239	145	55	исправен, 12.10.2011	октябрь 2011
9	ЦКТИ-75-39 Ф2	Барнаульский котлостроительный завод	88,7	32±2	400	75 т/час	–	–	1953	309881	145	39	исправен, 24.05.2015	май 2015
10	ЦКТИ-75-39 Ф2	Барнаульский котлостроительный завод	86	32±2	400	75 т/час	–	–	1955	245183	170	26	исправен, 26.08.2012	август 2012
11	ЦКТИ-75-39 Ф2	Барнаульский котлостроительный завод	91,8	34±2	400	–	75 т/час	82,5 т/час	1955	266487	150	28	исправен, 04.04.2012	апрель 2012
12	ЦКТИ-75-39 Ф2	Барнаульский котлостроительный завод	92,7	34±2	400	–	75 т/час	82,5 т/час	1957	307399	140	11,5	исправен, 29.09.2014	сентябрь 2014
13	ЦКТИ-75-39 Ф2	Барнаульский котлостроительный завод	93,6	34±2	400	–	75 т/час	82,5 т/час	1962	267031	130	15	исправен, 30.06.2014	июнь 2014
14	БКЗ-75-39 ГМ	Белгородский котлостроительный завод	92,5	35±2	400	–	75 т/час	82,5 т/час	1972	229395	135	13	исправен, 15.07.2015	июль 2015
15	БКЗ-75-39 ГМ	Белгородский котлостроительный	92,3	35±2	400	–	75 т/час	82,5 т/час	1973	223088	150	нет данные	исправен, 05.08.2014	август 2014

Станционный номер	Тип котла (заводское обозначение) Д1.1	Завод изготовитель Д1.1	КПД (брутто) Д1.5	Параметры теплоносителя		Производительность, Гкал/час, т/час Д1.3, Д1.6			Год ввода в эксплуатацию Д1.2	Наработка (час) на 01.01.2011г. Д1.9	Температура уходящих газов	Остаточный ресурс (лет) Д1.11	Техническое состояние, дата следующего тех. диагностирования	Планы по капитальному ремонту котлов.
				Давление кгс/см ² Д1.6	Температура 0 С Д1.6	уголь	мазут	газ						
		завод										х		
16	ПТВМ-100	Белгородский котлостроительный завод	92	13	70 - 150	–	90 Гкал/час	–	1974	28538	220	4	исправен, 26.02.2012	февраль 2012
19	ПТВМ-100	Белгородский котлостроительный завод	93,7	14	70 - 150	–	78 Гкал/час	81 Гкал/час	1985	59416	135	нет данных	исправен, 27.05.2013	май 2013
20	ПТВМ-100	Белгородский котлостроительный завод	92	14	70 - 150	–	78 Гкал/час	80 Гкал/час	1985	61395	150	19	исправен, 30.07.2013	июль 2013
21	ПТВМ-100	Белгородский котлостроительный завод	93	14	70 - 150	–	78 Гкал/час	86 Гкал/час	1985	54781	155	25	исправен, 30.08.2014	август 2014

Д1.12 – Коэффициент готовности котельных установок-1.

Д2. – Модернизации, ремонты котлоагрегатов:

Д2.1 – Указать для каждого котлоагрегата сведения о выполненных работах по модернизации, о конкретных элементах котлов, прошедших модернизацию.

Проводилась реконструкция котлоагрегатов (перевод в топливный режим "газ-мазут"):

1998г.:

Котлоагрегаты №№ 19, 20, 21

1999г.:

Котлоагрегаты №№ 14, 15

2002г.:

Котлоагрегат № 13

2003г.:

Котлоагрегат № 12

2005г.:

Котлоагрегат № 11

Д2.2 - Проведение капитальных, средних, текущих ремонтов котлоагрегатов, указать сроки, а также продолжительность их выполнения.

Название объекта	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания	Продолжительность, дней
Энергетический котёл №7	Капитальный	01.02.2009	27.04.2009	86
Энергетический котёл №7	Текущий	02.02.2009	26.02.2009	24
Энергетический котёл №7	Текущий	02.03.2009	31.03.2009	29
Энергетический котёл №7	Текущий	01.04.2009	29.04.2009	28
Энергетический котёл №7	Текущий	29.05.2009	30.05.2009	1
Энергетический котёл №7	Текущий	25.11.2009	03.12.2009	8
Энергетический котёл №7	Текущий	11.02.2010	27.02.2010	16
Энергетический котёл №7	Текущий	11.03.2011	31.03.2011	20
Энергетический котёл №8	Текущий	02.03.2009	30.03.2009	28
Энергетический	Текущий	30.04.2009	01.04.2009	1

Название объекта	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания	Продолжительность, дней
котёл №8				
Энергетический котёл №8	Текущий	21.08.2009	24.08.2009	3
Энергетический котёл №8	Текущий	01.09.2009	25.09.2009	24
Энергетический котёл №8	Текущий	28.09.2009	02.10.2009	5
Энергетический котёл №8	Текущий	07.10.2009	30.10.2009	23
Энергетический котёл №8	Текущий	02.11.2009	18.11.2009	16
Энергетический котёл №8	Текущий	27.12.2010	30.12.2010	3
Энергетический котёл №8	Капитальный	01.08.2011	31.08.2011	30
Энергетический котёл №8	Текущий	01.09.2011	31.10.2011	60
Энергетический котёл №9	Текущий	31.01.2009	20.02.2009	20
Энергетический котёл №9	Текущий	03.03.2009	30.03.2009	27
Энергетический котёл №9	Текущий	09.12.2009	31.12.2009	22
Энергетический котёл №9	Текущий	01.10.2010	29.10.2010	28
Энергетический котёл №9	Капитальный	01.03.2011	29.04.2011	60
Энергетический котёл №10	Текущий	02.03.2009	30.03.2009	28
Энергетический котёл №10	Текущий	29.07.2009	25.08.2009	27
Энергетический котёл №10	Текущий	01.11.2010	30.12.2010	60
Энергетический котёл №10	Текущий	01.11.2011	30.12.2011	60
Энергетический котёл №11	Текущий	31.01.2009	20.02.2009	20
Энергетический котёл №11	Капитальный	01.05.2009	29.05.2009	28
Энергетический котёл №11	Текущий	01.12.2009	04.12.2009	3
Энергетический котёл №11	Текущий	11.05.2010	31.05.2010	20
Энергетический котёл №11	Текущий	19.09.2011	30.09.2011	11
Энергетический котёл №12	Текущий	20.04.2009	29.04.2009	9
Энергетический котёл №12	Текущий	25.11.2009	03.12.2009	8
Энергетический котёл №12	Капитальный	01.07.2010	30.08.2010	60
Энергетический котёл №12	Текущий	18.07.2011	29.07.2011	11
Энергетический котёл №13	Текущий	20.01.2009	31.12.2009	11
Энергетический котёл №13	Текущий	01.10.2009	30.10.2009	29
Энергетический котёл №13	Текущий	11.04.2010	30.04.2010	19

Название объекта	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания	Продолжительность, дней
котёл №13				
Энергетический котёл №13	Капитальный	01.05.2010	30.06.2010	60
Энергетический котёл №13	Текущий	30.05.2011	30.06.2011	30
Энергетический котёл №14	Текущий	31.01.2009	20.02.2009	20
Энергетический котёл №14	Текущий	13.07.2009	23.07.2009	10
Энергетический котёл №14	Текущий	03.08.2009	24.08.2009	21
Энергетический котёл №14	Текущий	02.08.2010	30.08.2010	28
Энергетический котёл №14	Капитальный	01.05.2011	29.07.2011	90
Энергетический котёл №15	Текущий	11.04.2009	01.05.2009	20
Энергетический котёл №15	Текущий	29.09.2009	26.11.2009	57
Энергетический котёл №15	Текущий	01.06.2010	01.07.2010	30
Энергетический котёл №15	Капитальный	01.07.2010	30.08.2010	29
Энергетический котёл №15	Текущий	08.06.2011	30.06.2011	22
Водогрейный котёл №16	Текущий	16.03.2009	11.04.2009	25
Водогрейный котёл №16	Текущий	28.09.2009	02.10.2009	4
Водогрейный котёл №16	Текущий	19.04.2010	30.04.2010	11
Водогрейный котёл №16	Текущий	21.02.2011	28.02.2011	7
Водогрейный котёл №19	Текущий	01.04.2009	29.05.2009	58
Водогрейный котёл №19	Текущий	29.09.2009	25.10.2009	54
Водогрейный котёл №19	Текущий	06.09.2010	30.09.2010	24
Водогрейный котёл №19	Текущий	04.07.2011	29.07.2011	25
Водогрейный котёл №20	Текущий	01.04.2009	30.04.2010	29
Водогрейный котёл №20	Капитальный	01.06.2009	02.09.2009	91
Водогрейный котёл №20	Текущий	12.02.2010	22.03.2010	40
Водогрейный котёл №20	Текущий	08.08.2011	31.08.2011	23
Водогрейный котёл №21	Текущий	01.04.2009	30.04.2009	29
Водогрейный котёл №21	Текущий	10.08.2009	25.09.2009	45
Водогрейный котёл №21	Капитальный	05.07.2010	24.09.2010	80
Водогрейный котёл №21	Текущий	01.04.2011	30.05.2011	60

Д2.3 - Планирование модернизации, реконструкции, ремонтов котлоагрегатов на ближайшие пять лет не планируется, текущие ремонты производятся на основании планово-предупредительных текущих ремонтов.

Д2.4 – Указать (если были) аварии при работе котлоагрегатов, причины аварий и последствия аварий для последующей работы котельных установок.

Аварий не было.

Д2.5 – Годовой простой котлоагрегатов: плановый/неплановый.

№№ котла	Простой плановый/неплановый, 2009г., часов	Простой плановый/неплановый, 2010г., часов	Простой плановый/неплановый, 2011г., часов
7	8350/144	8686/0	7212/56
8	7442/195	7802/0	7818/64
9	7145/0	7043/44	7606/0
10	8260/0	8589/120	8184/0
11	2526/0	940/96	992/96
12	581/51	2428/0	3359/40
13	1818/81	1931/0	734/144
14	3300/3	2358/0	2877/120
15	3408/13	4552/39	3926/24
16	8751/0	8757/0	8756/0
19	6237/0	5805/48	4419/0
20	7363/0	5166/8	6586/0
21	7614/0	7026/34	6797/96

Д3.- Некоторые системы и элементы котельных установок:*

*Указать сведения в соответствии с видом применяемого топлива.

Д3.1 - Тип системы сжигания топлива (основного и резервного) в топках котлов

-факельное.

Д3.2 - Горелки: завод-производитель; тип; количество; тепловая мощность.

Котлоагрегат на котором установлены горелки	Тип горелок	Количество	Завод-производитель	Мощность (МВт)
К 14,15	ГМ	6	АО «Белэнергомаш» г.Белгород 1994г.	10
К 11,12,13	ГМУ-20м	3	АООТ «НПО ЦКТИ» им. Ползунова 2001г.	20

Котлоагрегат на котором установлены горелки	Тип горелок	Количество	Завод-производитель	Мощность (МВт)
Водогрейные котлы 16,19,20,21	ГМ	16	АО «Белэнергомаш» г.Белгород 1994г.	10
К 7,8,9,10	УТ-3	3 осн. 2 розж.	«БКЗ»	20

Д3.3 – Углеразмольные мельницы: завод-производитель; тип; количество; производительность.

Основные характеристики оборудования.

Мельница ШБМ-250/390		
Производительность	т/час	14,7
Внутренний диаметр барабана	мм	2500
Длина барабана	мм	3900
Внутренний объём барабана	м ³	19,6
Число оборотов барабана	об/мин	20
Шаровая загрузка	кг	25000
Диаметр угле- и пылепатрубок	мм	800
Мощность эл.двигателя	кВт	400
Число оборотов эл.двигателя	об/мин	740
Напряжение	кВ	3,15
Вес мельницы с эл.оборудованием и шарами	т	80
Способ смазки централизованной, принудительный		
Маслонасос БГ 11-24А		
Давление (ном.)	кгс/см ²	3

Мельничный вентилятор		
Тип мельничного вентилятора (к.а. № 7,8)	ВМ-40/730	
Тип мельничного вентилятора (к.а. № 9,10)	ВМ-40/750- IIy	
Производительность	тыс. м ³ /час	40
Напор	даПа	750
Мощность эл.двигателя	кВт	125
Число оборотов эл.двигателя	об/мин	1480
ДРГ к.а. №9, 10		
Тип дымососа рециркуляции газов	– ДН-12,5	
Производительность	тыс. м ³ /час	39,9
Полное давление	даПа	351
Мощность эл. двигателя	кВт	75
Число оборотов эл. двигателя	об/мин	1470
Сепаратор и циклон		
Тип сепаратора	ЦККБ-2850	
Диаметр сепаратора	мм	2850
Тип циклона	ЦККБ-2400	
Диаметр циклона	мм	2400
Реверсивный шнек		
Производительность шнека	т/час	20
Длина шнека	м	42
Диаметр шнека	мм	400
Число оборотов шнека	об/мин	23,6
Питатель сырого угля		
Тип питателя (к.а.№ 7,8)	СПУ700x1680	
Производительность:	т/ч	

максимальная		16÷18
минимальная		2,5÷3,5
Тип питателя (к.а.№ 9,10)	ДШПСУ -10-1,5	
Производительность:		
максимальная	т/ч	15
минимальная		5
Диаметр винтовой навивки шнеков	мм	330
Пылепитатели		
Тип питателя	ШПН	
Количество:		
Основных питателей	шт.	3
Муфельных питателей		2
Производительность основного питателя	т/час	6
Производительность муфельного питателя	т/час	0,5 ÷ 1,5
Мощность эл.двигателя постоянного тока	кВт	0,9
Бункеры		
Вместимость бункера пыли	т	38,0
Вместимость бункера угля	т	55,0

Д3.7 – Высота дымовых труб, подключение котлов к дымовым трубам.

Расход и температура дымовых газов в трубах.

Высота дымовых труб, подключение котлов к дымовым трубам. Расход и температура дымовых газов в трубах.							
Высота дымовых труб, (м)	Номера котлоагрегатов, присоединенных к дымовым трубам.						
80	Ky	7	10	-	-	-	-
80	8	9	11	12	13	-	-
120	14	15	16	19	20	21	-

Д3.8 – Система удаления золы и шлака, краткое описание.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ГИДРОЗОЛОУДАЛЕНИЯ

Гидравлическая система золошлакоудаления с гидроаппаратами конструкции инженера В. А. Москалькова состоит из схем внутреннего и внешнего транспорта.

Внутренний гидротранспорт шлака и золы в пределах зольного помещения, от шлаковых шахт котлов и золосмывных аппаратов до гидроаппаратов Москалькова, осуществляется по золошлаковым каналам, проложенным в полу зольного помещения с уклоном в сторону гидроаппаратов.

Движение шлака и золы по каналам обеспечивается побудительными соплами, установленными в каналах. Каналы выполнены железобетонными с чугунной облицовкой и перекрыты металлическими съемными листами на уровне пола.

Внешний гидротранспорт шлака и золы осуществляется гидроаппаратами Москалькова по металлическим напорным золошлакопроводам (пульпопроводам), которые проходят надземной трассой до места сброса золошлаковой пульпы - ЗУМПФА багерной и золоотвала.

Под холодными воронками котлов установлены шлаковые шахты, в которых происходит накапливание шлака, грануляция его, благодаря орошению водой, и смыв в канал гидрозолоудаления (ГЗУ). Шлаковая шахта представляет собой камеру, оборудованную затворами для выпуска шлака и качающимся соплом (гидромонитором) для его смыва.

Дно шлаковой шахты выполнено с наклоном в 15° и выложено фасонными чугунными плитами. Оросительное сопловое устройство для тушения шлака расположено в верхней части шахты. У котлоагрегатов ЦКТИ-75-39Ф2 ст. №№7 - 13 установлены шлаковые шахты двухстороннего смыва, шлак вместе с водой стекает на решетку с ячейками размером 100x100 мм.

Зола из золовых бункеров удаляется непрерывно золосмывными аппаратами с гидрозатвором и открытым переливом (в настоящее время они являются наиболее совершенными золосмывными устройствами). Гидрозатвор смывного аппарата исключает присосы воздуха в котлоагрегат. Котлоагрегаты имеют по 4 золосмывных аппарата - два под золовыми бункерами водяного экономайзера и два под золовыми бункерами батарейного циклона

По каналам ГЗУ золошлаковая пульпа поступает в аппарат Москалькова. Гидроаппарат по всей конструкции и принципу действия является горизонтальным водоструйным эжектором.

Основные элементы гидроаппарата:

1. приемный бункер;
2. смесительная камера;
3. эжектирующее сопло;
4. диффузор.

Смесительная камера гидроаппарата подсоединена к воронке приемного бункера, к которой подведен золошлаковый канал. Гидроаппарат работает следующим образом : эжектирующая вода из напорного трубопровода (от эжектирующих насосов) поступает в сопло гидроаппарата, струя воды, выходящая с большой скоростью (до 100 м/сек.) из сопла, подсасывает гидрозолошлаковую смесь (пульпу), поступающую через приемный бункер в

смесительную камеру, увлекает эту смесь в диффузор и из последнего в золошлакопровод. В специальных железобетонных приемках установлено 3 аппарата Москалькова, по два в одной приемке - апп. №3 и № 4 и резервный апп. №5. При нормальном режиме в работе находится один из аппаратов второй очереди.

Для смыва золы и транспорта ее по каналам ГЗУ вода подается смывными насосами, 2 из которых установлены в котельном цехе, а 2 резервных - в машинном.

Смывные насосы №3 и №4:

- Марка - Д 320 - 70
- Производительность - 320 м³/час
- Напор - 70 м в. ст.
- Мощность двигателя - 100 квт
- Число оборотов - 2930 об/мин.
- Напряжение - 380 В.

Резервные смывные насосы №1 и №2:

- Смывные насосы №3 и №4:
- Марка - Д 320 - 70
- Производительность - 320 м³/час
- Напор - 70 м в. ст.
- Мощность двигателя - 75 квт
- Число оборотов - 2950 об/мин.
- Напряжение - 380 В.

Смывные насосы работают на осветленной воде золоотвала. Резервные смывные насосы забирают воду из напорных циркуляционных линий турбинного цеха.

Эжектирующая вода в гидроаппарат Москалькова подается эжектирующими насосами, два из которых установлены в котельном цехе и один резервный - в машинном.

Эжектирующие насосы №1 и №2:

- Марка - ЦНС 300 480 (8 МС - 7 - 8)
- Производительность - 300 м³/час

- Напор - 480 м в. ст.
- Число ступеней - 7
- Мощность двигателя - 630 кВт
- Число оборотов - 1480 об/мин.
- Напряжение - 3000 В.

Резервный эжектирующий насос:

- Марка - 8 МС - 7
- Производительность - 290 м³/час
- Напор - 480 м в. ст.
- Число ступеней - 7
- Мощность двигателя - 500 кВт
- Число оборотов - 1475 об/мин.
- Напряжение - 3000 В.

Эжектирующие насосы работают на осветленной воде золоотвала. Резервный эжектирующий насос забирает воду из сбросных циркуляционных линий турбинного цеха. После апп. Москалькова гидрозолошлаковая пульпа транспортируется по трем напорным золопроводам (ДН 325), два золопровода (№3,4 - после аппаратов №3,4 соответственно) заведены в зумпф багерной, золопровод №5 (от аппаратов №1,2,5) транзитом идет на золоотвал №4. Имеется возможность (после установки перемычки между золопроводами в районе багерной насосной) подачи пульпы аппаратами Москалькова №3,4 помимо насосной.

Все золошлакопроводы имеют два пункта опорожнения (ревизии) в низких точках: один в районе брызгального бассейна, у дамбы 1-й секции золоотвала, со сбросом пульпы через заглубленную трубу в заводской водослив, другой перед южной дамбой 3-й секции золоотвала с открытым сбросом пульпы в заводскую сливную канаву.

Золошлакопроводы А и Б имеют дополнительные пункты опорожнения (ревизии) с открытым сбросом пульпы на 5-ю секцию золоотвала и на выходе из здания БНК .

Багерная насосная является второй ступенью перекачки золошлаковой пульпы, территориально расположена на мазутохозяйстве. Золошлаковая пульпа по двум золопроводам (№3,4) поступает в приемную емкость (зумпф)

емкостью 90 м³. Из зумпфа тремя багерными насосами пульпа подается на золоотвал (А и Б). Имеется возможность подачи пульпы по этим золопроводам на золоотвал №4 после замены катушки на золопроводе тройником в районе опор №№ 103, 104.

Багерные насосы №№1,2,3:

- Марка - ГРАТ - 90 (67 - 7 - 1,6)
- Производительность - 900 м³/час
- Напор - 67 м в. ст.
- Мощность двигателя - 630 квт
- Число оборотов - 960 об/мин.
- Напряжение - 6000 В.

Золоотвал (V секция имеет намывную ограждающую дамбу из песчаногравинистого грунта с проектной отметкой гребня 145,5 м (отметка поверхности земли 138 м), шириной 6,0 м и заложением откосов 1:3, площадь золоотвала 30 га. Внутри дамбы организуется отстойный бассейн. Шлак и зола оседают в нем, выпадая из смеси, и осветленная вода стекает в два шахтных колодца. Необходимый для осветления воды уровень в бассейне поддерживается путем установки достаточного количества шандор в шахтном колодце.

Из шахтных колодцев вода поступает на всасы всех трех насосов осветленной воды.

Насос осветленной воды №№ 1,2,3:

- Марка - Д 500 - 65
- Производительность - 500 м³/час
- Напор - 65 м в. ст.
- Мощность двигателя - 160 квт
- Число оборотов - 2930 об/мин.
- Напряжение - 380 В.

Насосы осветленной воды по двум трубопроводам 325x4 подают воду на всасы всех смывных и эжектирующих насосов котельного цеха, а также по двум трубопроводам 159x4,5 на багерную насосную, образуя замкнутый цикл.

Возможна работа системы гидрозолоудаления без возврата осветленной воды в котельный цех. При этом осветленная вода из напорного коллектора насосов осветленной воды (НОВ) отводится по двум трубопроводам Ду 300 в

дренажную канаву, откуда сливается в реку. Вода, необходимая для работы системы гидрозолаудаления, подается в котельный цех смывными и эжектирующими насосами, установленными в турбинном цехе и обслуживаемыми персоналом турбинного цеха.

Д3.11 – Система контроля загазованности помещений на ТЭЦ.

система преждевременного обнаружении газа CO и CH₄ СТМ-30 ,СТМ-10 и по задымлённости Сигнал-20

Д3.12 – Система контроля качества питательной воды, поступающей в котлоагрегаты.

Производится отбор проб 1 раз в смену работником химцеха с записью в суточных ведомостях химанализов.

№№ пп	Наименование контрольных точек	Жесткость, мкг-экв/л	Щелочность, мкг-экв/л	Солеосодержание, мг/л	Прозрачность, см	Цветность, град.	Температура, °С	pH	Кислород, мкг/л	Углекислота, мг/л	Аммиак, мг/л	Окисляемость, мг/л	Хлориды, мг/л	Железо, мкг/л	Медь, мкг/л	Алюминий, мг/л	Кремниевая кислота, мг/л	Иск. (мг-экв/л) ²	Примечание	
1.	Вода речная	3500	4477		55	56,7	16				0,2		13,5	410		0,02	5,46			
2.	Вода осветленная		4000		70															
3.	Вода хим. очищенная		395		70								16,5							
4.	Вода хим. очищенная гл. корпус	5,0	397	67						5,28										Щ _{max} =430
5.	Деаэрактор № 2	5,0		40				9,5	9		0,6									
6.	Деаэрактор № 3	5,0		33				9,2	10		0,8									
7.	Деаэрактор № 4	5,0		22				9,5	10		0,8									
8.	Деаэрактор № 5	5,0		21				9,3	14		0,9									
9.	Деаэрактор № 6	5,0		35				9,2	15		0,8									O _{2max} =30
10.	Деаэрактор № 7																			
11.	Конденсат на производство	5,0						9,1	70		0,9			2,6	0,02					
12.	Конденсат турбины № 3	5,0																		
13.	Конденсат турбины № 5	5,0								1,00										NH _{4max} = 1,1
14.	Конденсат турбины № 6	5,0								1,05										NH _{4max} = 1,14
15.	Конденсат турбины № 7	5,0																		
16.	Конденсат турбины № 8																			
17.	Конденсат с производства	5,0	80					9,1												
18.	Конденсат бойлера I оч.	5,0								отс.										
19.	Конденсат бойлера II оч.																			
20.	Конденсат бойлера III оч.																			
21.	Конденсат бойлера IV оч.																			
22.	Конденсат подогревателя подпит.																			
23.	ХПВ	3783	3142																	
24.	Подпитка хим. цеха	1192	2092							4,40										
25.	Подпитка	758	1767			18,9	75	8,93	10	отс.										1,33
26.	Теплосеть																			
	Среднее значение			30,2																

Д3.13 – Система подачи питательной воды к котлоагрегатам, краткое описание. Количество и мощности приводов питательных насосов, обеспечение надёжности их работы.

7 питательных насосов:

ПЭН № 6,8,10,11 -500 кВт, ПЭН №7 -700 кВт, ПЭН №5,9 -800 кВт.

Питательная вода подаётся с деаэраторов подпитки котлов питательными насосами по двум трубопроводам в каждый котёл. В деаэраторах приходит поток конденсата

и подпиточная вода с ХВО-1, подаётся пар на деаэрацию.

Раздел Е. Турбогенераторы

Е1. – Общие технические данные:

Показатели	Ед. изм.	Величина параметра						
		№ 1	№ 3	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 10
1. Турбины								
Е1.1, Тип (марка) турбины,		АР-6-6	АПТ-12	Дк-20-120	Дк-20-120	АПТ-12	АПТ-12	GT10B2
Е1.1, Диспетчерское название		ТГ № 1	ТГ № 3	ТГ № 5	ТГ № 6	ТГ № 7	ТГ № 8	ГТУ
Е1.1, Завод-изготовитель		НЗЛ	КТЗ	Кировский завод	БПЗ	БПЗ	БПЗ	"SIEMENS"
Е1.2, Год ввода в эксплуатацию		1953	1963	1952	1955	1957	1963	2007
Е1.8, Проектный ресурс	час/лет	200 000 час	200000 час	200 000 час	200 000 час	200000 час	200000 час	20 лет
Е1.8, Год достижения проектного ресурса		1979	1988	1978	1982	1984	1990	2027

2. Генераторы								
Станционный номер		ТГ- 1	ТГ- 3	ТГ- 5	ТГ- 6	ТГ- 7	ТГ- 8	ТГ- 10
Е1.1, Тип (марка)		T2-6-2	T2-12-2	T2-12-2	T2-12-2	T2-12-2	T2-12-2	AMS 1120LK
Е1.1, Диспетчерское название		Ш1Г	Ш3Г	Ш5Г	Ш6Г	Ш7Г	Ш8Г	Ш10Г
Е1.1, Завод-изготовитель		Саксенверк	ХЭТЗ	Электро сила	Саксенверк	ХЭТЗ	ХЭТЗ	ABB Швеция"
Е1.2, Год ввода в эксплуатацию		1953	1963	1952	1955	1957	1963	2007
Е1.3, Номинальная мощность (полная), S _н / P _н	МВ*А/МВт	7,5/6	15/12	15/12	15/12	15/12	15/12	29,25/23,4
Е1.4, Напряжение выдачи мощности генератора								
Е1.5, Тип основной		BT-50-3000	BT-75-	BT-75-3001	BT-75-3002	BT-75-	BT-75-	GLA600C Бесщеточ-

системы возбуждения генератора		Самовозбуждение шунтовое	3000				3003	3004	ное
Е1.5, Тип резервной системы возбуждения генератора		Г-423/195-4	Г-423/195-4	Г-423/195-4	Г-423/195-4	Г-423/195-4	Г-423/195-4	Г-423/195-4	Не предусмотрено
Е1.6, Тип системы охлаждения генератора	Воздушное (В)	В	В	В	В	В	В	В	В
Е1.7, Номинальный эффективный к.п.д. генератора	%	96,4	97	97	97	97	97	97	
Е1.8, Проектный ресурс генератора	лет	25	25	25	25	25	25	25	25
Е1.9 Фактическая наработка генератора за последний отчетный период 2009г. 2010г. 2011г. Итого за три года	часов	8333,7 8313,5 7857,7 24504,9	5132,2 7151 8418 20701,2	7433,9 8594 7880,5 23908,4	8332,3 7309,4 8685 24326,7	4834,7 5137,6 8244,2 18216,5	59057 53709 46004 15877	5088 5243 1768 12199	
Е1.10 Разрешение на эксплуатацию после выработки проектного ресурса, срок продления ресурса. организация, выдавшую такое разрешение.	ЗАО ИКЦ «Альтон», Удмуртская Республика, Ижевск, 01.02.2008, №109-11/177	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	Ресурс не выработан
Е1.11 Ожидаемый остаточный срок службы до списания, указать год списания		-	-	-	-	-	-	-	-
Е1.12 Коэффициент готовности турбогенераторов		1	1	1	1	1	1	1	1

	ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ	1	3	5	6	7	8	10*	Крат. перегр.
(кВА)		7500	15000					29250	
Р (кВт)	Номинальная	6000	12000					23400	
	Максим. Р по турбине при включенных отборах	5000	9000	15000		14400			
Cos φ	Номинальный	0,8							
	Допустимое отклонение	При включенных устройствах АВВ допустимо отклонение до 1,0							
Частота (Гц)	Номинальная	50							
	Допуст. отклонение. при сохр. Рн	47,5 – 52,5						49-51	
Устатора (В)	Номинальное	6300							
	Нормальное отклонение	6000 – 6600							
	Максимально допустимое повышение	6900							
Истатора (А)	В зависимости от температуры охлаждающего воздуха (для Ш10Г охлаждающей воды)	5° С						3265	
		20° С	742	1490	1300	1490			
		25° С						2887	
		30° С	723	1450	1250	1450			
		35° С						2681	
		40° С	688	1375	1180	1375			
		50° С	550	1100	945	1100	2268		
	При отклонении напряжения	110%	578	1155	1000	1155	2145		
		105%	655	1306	1121	1306	2547		
	Аварийные перегрузки при продолжительности	60 мин	757	1513	1298	1513	2949	1.1	
		15 мин	791	1581	1357	1581	3083	1.15	
		6 мин	826	1650	1416	1650	3217	1.2	
		5 мин	860	1719	1475	1719	3351	1.25	
		4 мин	894	1788	1534	1788	3485	1.3	
3 мин		963	1925	1652	1925	3753	1.4		
2 мин		1032	2063	1770	2063	4021	1.5		
1 мин	1376	2750	2360	2750	5362	2			
Иротора (А)	В зависимости от температуры охлаждающего воздуха (для Ш10Г охлаждающей воды).	20° С	290	275	270	244	275		
		30° С	280	265	260	234	265		
		35° С						530	
		40° С	270	250	245	223	250		
		50° С	216	200	196	178	200		

	При холостом ходе	119	105			105	208	
Аварийные перегрузки при продолжительности	60 мин	297	275	269	245	275	583	1.1
	15 мин	310	287	281	256	287	610	1.15
	6 мин	324	300	294	267	300	636	1.2
	5 мин	337	312	306	279	312	663	1.25
	4 мин	351	325	318	290	325	689	1.3
	3 мин	378	350	343	312	350	742	1.4
	2 мин	405	375	367	335	375	795	1.5
	1 мин	540	500	490	440	500	1060	2

E2. – Модернизации, ремонты турбогенераторов:

E2.1 - Указать для каждого генератора сведения о выполненных работах по модернизации, конкретных элементах генераторов, прошедших модернизацию.

Не проводились.

E2.2 – Проведение капитальных, средних, текущих ремонтов генераторов, указать сроки, а также продолжительность их выполнения.

Название объекта	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания	Продолжительность, дней
Турбогенератор № 1	Текущий	04.05.2009	28.05.2009	24
Турбогенератор № 1	Текущий	04.09.2009	25.09.2009	21
Турбогенератор № 1	Текущий	15.03.2010	30.03.2010	15
Турбогенератор № 1	Текущий	26.09.2010	30.09.2010	4
Турбогенератор № 1	Текущий	16.03.2011	31.03.2011	15
Турбогенератор № 1	Текущий	19.03.2012	30.03.2012	11
Турбогенератор № 3	Текущий	08.06.2009	23.06.2009	15
Турбогенератор № 3	Текущий	20.12.2009	30.12.2009	10
Турбогенератор № 3	Текущий	03.06.2010	29.06.2010	26
Турбогенератор № 3	Текущий	07.04.2011	29.04.2011	22
Турбогенератор № 3	Текущий	02.04.2012	28.04.2012	26
Турбогенератор № 3	Текущий	12.04.2012	31.05.2012	19
Турбогенератор № 5	Капитальный	01.01.2009	30.04.2009	120
Турбогенератор № 5	Текущий	25.10.2009	30.10.2009	5
Турбогенератор № 5	Текущий	14.04.2010	29.04.2010	15
Турбогенератор № 5	Текущий	11.05.2010	28.05.2010	27
Турбогенератор № 5	Текущий	11.10.2010	29.10.2010	18
Турбогенератор № 5	Текущий	05.09.2011	30.09.2011	25
Турбогенератор № 5	Текущий	16.04.2012	28.04.2012	12
Турбогенератор № 5	Текущий	17.05.2012	30.05.2012	13
Турбогенератор № 6	Текущий	19.01.2009	30.01.2009	11
Турбогенератор № 6	Текущий	03.11.2009	27.11.2009	14
Турбогенератор № 6	Текущий	12.01.2010	29.01.2010	17
Турбогенератор № 6	Текущий	14.07.2010	02.08.2010	18
Турбогенератор № 6	Текущий	16.12.2010	20.12.2010	4
Турбогенератор № 7	Текущий	01.07.2009	24.07.2009	23
Турбогенератор № 7	Текущий	07.10.2009	21.10.2009	14
Турбогенератор № 7	Текущий	25.11.2009	08.12.2009	13
Турбогенератор № 7	Текущий	11.05.2010	28.05.2010	17
Турбогенератор № 7	Текущий	24.11.2010	30.11.2010	6
Турбогенератор № 7	Текущий	16.05.2011	31.05.2011	15
Турбогенератор № 7	Текущий	28.06.2012	29.06.2012	1
Турбогенератор № 8	Текущий	25.10.2009	30.10.2009	5
Турбогенератор № 8	Текущий	11.10.2010	30.11.2010	50
Турбогенератор № 8	Текущий	15.03.2011	31.03.2011	16
Турбогенератор № 8	Текущий	07.06.2011	30.06.2011	23
Турбогенератор № 8	Текущий	16.07.2011	29.07.2011	13
Турбогенератор № 8	Текущий	19.01.2012	02.02.2012	24
Турбогенератор № 10	Текущий	19.08.2010	31.08.2010	12

Турбогенератор № 10	Текущий	16.07.2011	29.07.2011	13
---------------------	---------	------------	------------	----

E2.3 – Планирование модернизации, реконструкции, ремонтов генераторов на ближайшие пять лет.

Не планируется, ремонт производится согласно ежегодного плана предупредительных текущих ремонтов.

E2.4 – Указать (если были) аварии при работе генераторов, причины аварий и последствия аварий для последующей работы турбогенераторных установок.

E2.5 – Годовой простой турбогенераторов: плановый/неплановый.

Показатели турбогенератор	Годовой простой, час.						
	№ 1	№ 3	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 10
2009г.							
плановый	426	3340	918	42	3517	2590	3672
неплановый	0	288	408	384	408	264	0
2010г.							
плановый	0	2404	166	803	2854	2093	1137
неплановый	696	1224	0	648	768	1296	2280
2011г.							
плановый	902	150	880	75	0	3488	6296
неплановый	0	192	0	0	720	672	696

Раздел Ж. Сведения об АСУ ТП, системе связи

Ж1. – Общие технические данные по АСУ ТП:

Ж1.1 – Существующий уровень автоматизации управления энергоблоками и ТЭЦ в целом, представить краткое описание.

ТЭЦ оснащена различными системами автоматизации управления и контроля. Более подробная информация приводится в следующих разделах ниже.

Ж1.2 – Главная система управления: электромеханическая; уровень надёжности: высокий наличие системы бесперебойного питания: система с оперативным постоянным током с аккумуляторными батареями, 2010г..

Ж1.3 – Центральный щит управления:

- ЭЛТ-мониторы и традиционные пульта управления - есть;
- мнемосхемы по тепловой и электрической части – есть КТС «Энергия+» в.6.0;
- уровень автоматизации рабочих мест операционного персонала: высокий;
- количество рабочих мест-3
- защита ЦЩУ от несанкционированного доступа: ЗАО «ГРИНАТОМ», сам ЦЩУ: электронный замок;
- вспомогательные системы: Ремикон 130 (г.Чебоксары, «Тепоприбор»), Протар (г.Москва)
- свободные площади для расширения: отсутствуют;
- система измерений и архивации данных о работе турбогенераторов: КТС «Энергия»

Ж1.4 – Система управления горелками котлов / защиты котлов: тип; производитель; год установки; уровень надёжности.

Тип – Plant Scape, Experian на контроллерах Honeywell;

Производитель – ЗАО «ИГРУС»;

Год установки – 1999 – 2010;

Уровень надёжности - высокий

Ж1.5 – Система обеспечения стабильности частоты и напряжения тока с ТЭЦ.

АРВ (автоматическое регулирование возбуждения генератора, электромеханика)

Ж1.6 – Система защиты турбоагрегатов,:

система защит «OMRON» производитель ОАО Уралмсхмаркет, год установки 1999-2010г

Паровая турбина типа АПТ-12-1, ст.№7,8

Система регулирования состоит из:

- главного масляного насоса;
- электронного регулятора скорости (ЭРС);

- электронного регулятора электрической мощности (ЭРЭМ);
- электронного регулятора давления в первом отборе (ЭРД 1);
- электронного регулятора давления во втором отборе (ЭРД 2).

Регуляторы скорости, электрической мощности и давления выполнены на микроконтроллере «OMRON» и размещены в шкафу управления.

Назначением технологической защиты является отключение турбины при опасных режимах работы, срабатывание защиты вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов и поворотных диафрагм, обратных клапанов и задвижек 1-го и 2-го отборов, ГПЗ, включение ЭМН. Одновременно с отключением турбины на главный щит управления автоматически подается сигнал “ВНИМАНИЕ”, “МАШИНА В ОПАСНОСТИ”, и сигнал вызова НСТ по турбинному и котельному цеху. Защита срабатывает только при замыкании контактов 2-х контролируемых приборов, кроме осевого сдвига, срабатывающего от одного ЭКМ. В момент замыкания контактов одного прибора на щит управления турбин идет сигнал (световой, звуковой) об отклонении данного контролируемого параметра. Данные уставки на срабатывание защит не отменяют действия машиниста, предусмотренные “Инструкцией по предупреждению и ликвидации аварий турбин”. Действие защиты при превышении числа оборотов выше нормальных (10-12%), ударе по кнопке аварийного останова, срабатывании РОС остаются прежними, т.е. закрывается стопорный клапан, регулирующие клапаны, обратные клапаны отборов, поворотные диафрагмы, сигнала “МАШИНА В ОПАСНОСТИ” на ГЩУ и вызова НСМ по турбинному цеху нет.

Действие защиты происходит при:

- осевом сдвиге ротора (понижении давления в масляном клине упорного подшипника согласно карте уставок защит);
- понижении давления пара перед турбиной до 17 ати (ТС 26,5 ати);
- повышении температуры пара перед турбиной до 430 °С (ТС 415 °С);
- понижении температуры пара перед турбиной до 350 °С (ТС 385 °С);
- понижении вакуума в конденсаторе до 0,35 ата (0,15 ата), в режиме ухудшенного вакуума до 0,8 ата (ТС 0,7 ата);
- понижении давления масла в системе смазки до 0,15 ати (0,35 ати).

Для защиты турбины от недопустимого возрастания числа оборотов при исправном действии органов регулирования скорости (в том числе при сбросе нагрузки) турбина снабжена регулятором безопасности с бойками кольцевого типа. Бойки регулятора срабатывают при достижении турбиной числа оборотов, лежащего в пределах 10-12% сверх нормального. При этом они воздействуют на выключающую систему, которая вызывает закрытие стопорного клапана, снабженного автоматическим затвором. Одновременно с этим закрываются регулирующие клапаны, поворотные диафрагмы и обратные клапаны отборов. Для остановки турбины можно воздействовать на выключающую систему от руки. При мгновенном сбросе полной нагрузки генератором регулирование турбины ограничивает возрастание числа оборотов турбогенератора, чем предупреждается остановка турбины под действием регулятора безопасности.

Турбина снабжена электрическим реле осевого сдвига, вызывающим срабатывание выключающей системы турбины с закрытием стопорного, регулирующих клапанов, обратных клапанов отборов и поворотных диафрагм при осевом сдвиге ротора прежде чем он переместится на величину, угрожающую соприкосновением вращающихся и неподвижных частей турбины.

Обратные клапаны с воздействием от электромагнита (КОСы) на линиях отборов пара турбины имеют принудительное закрытие, осуществляемое электрической системой и происходящее при:

- а) закрытии стопорного клапана;
- б) отключении генератора.

Паровая турбина типа ДК 20-120, ст. №5,6

Система регулирования и защиты состоит из:

- электронных регуляторов:
- скорости (ЭРС);
- электрической мощности (ЭРЭМ);
- давления в первом отборе (ЭРД 1);
- давления во втором отборе (ЭРД 2);
- автомата безопасности.
- Регуляторы скорости, электрической мощности и давления выполнены на микро-контроллере «OMRON» и размещены в шкафу электрической части системы регулиро-вания (ЭЧСР). Назначением органов защиты является

отключение турбины при опасных режимах работы. Срабатывание защиты вызывает: закрытие стопорного клапана, закрытие регулирующих клапанов ВД, а также закрытие обратных клапанов и задвижек 1-го и 2-го отборов, ГПЗ, включение ЭМН. Одновременно с отключением турбины на главный щит управления автоматически подается сигнал “ВНИМАНИЕ”, “МАШИНА В ОПАСНОСТИ”, и сигнал вызова НСТ по турбинному и котельному цеху.

Защита срабатывает только при замыкании контактов 2-х контролирующих приборов, кроме осевого сдвига ВД и НД, срабатывающих от одного ЭКМ. В момент замыкания контактов одного прибора на щит управления турбины идет сигнал (световой, звуковой) об отклонении данного контролируемого параметра. Данные уставки на срабатывание защит не отменяют действия машиниста, предусмотренные “Инструкцией по предупреждению и ликвидации аварий турбин”. Действие защиты при повышении числа оборотов выше нормальных (10-12% и не срабатывании бойка АБ), воздействии на рычаг аварийного останова от руки остаются прежними, т.е. закрывается стопорный клапан, регулирующие клапаны ВД, обратные клапаны отборов, сигнала “МАШИНА В ОПАСНОСТИ” на ГЩУ и вызова НСТ по турбинному и котельному цеху нет. В этом случае машинист действует согласно аварийной инструкции

Действие защиты происходит при:

- осевом сдвиге ротора ВД -понижение давления масла в масляном клине упорного подшипника РВД (согласно карте уставок защит);
- осевом сдвиге ротора НД -понижение давления масла в масляном клине упорного подшипника РНД (согласно карты уставок защит);
- понижении давления пара перед турбиной до 15 ати (сигнал 24 ати);
- повышении температуры пара перед турбиной до 430 °С (410 °С);
- понижении температуры пара перед турбиной до 350 °С (380 °С);
- понижении вакуума в конденсаторе до -0,65 ати (-0,85 ати);
- понижении давления масла в системе смазки до 0,25 ати (1,0 ати).
- повышении оборотов до 3360 об/мин и отказе бойка АБ.

Электронный регулятор скорости поддерживает частоту вращения турбины в пределах неравномерности при изменении электрической нагрузки. Регулятор скорости имеет кнопки управления, воздействуя на которые можно менять обороты ротора на холостом ходу при синхронизации генератора и отдельной работе или же изменять нагрузку на турбине при работе в сети.

Воздействием на кнопки управления можно изменять обороты в пределах от 2800 об/мин до 3400 об/мин;

Паровая турбина типа АПТ-12, ст.№3

Назначением технологической защиты является отключение турбины при опасных режимах работы. Срабатывание защиты вызывает закрытие стопорных, регулирующих клапанов и поворотных диафрагм, обратных клапанов и задвижек 1-го и 2-го отборов, ГПЗ, включение аварийного ЭМН через электрическую часть защиты. Одновременно с отключением турбины на ГЩУ автоматически подается сигнал “ВНИМАНИЕ”, “МАШИНА В ОПАСНОСТИ” и сигнал вызова НСТ по турбинному и котельному цеху.

Действие защиты происходит при:

- осевом сдвиге ротора (понижение давления масла в масляном клине упорного подшипника до 9,5 ати);
- понижении давления пара перед турбиной до 19 ати (технологическая сигнализация (ТС) - 26 ати);
- понижении температуры пара перед турбиной до 330 °С (ТС – 385 °С);
- повышении температуры пара перед турбиной до 445 °С (ТС – 415 °С);
- понижении вакуума в конденсаторе до 0,35 ата (ТС - 0,15 ата);
- понижении давления масла в системе смазки до 0,27 ати (ТС - 0,4 ати).

Включение ЭМН в этом случае происходит при понижении давления масла в системе смазки до 0,37 ати от масляного реле.

Защита срабатывает только при замыкании контактов 2-х контролирующих приборов, кроме осевого сдвига, срабатывающего от одного ЭКМ. В момент замыкания контактов одного прибора на щит управления турбины идет сигнал (световой, звуковой) об отклонении данного контролируемого параметра. Данные уставки на срабатывание защит не отменяют действия машиниста, предусмотренные “Инструкцией по предупреждению и ликвидации аварий турбин”.

Действие защиты при повышении числа оборотов выше нормальных (на 10 - 12%), при ударе по кнопке аварийного останова, при отключении дистанционным выключателем стопорных клапанов остаются прежними, т.е. закрываются стопорные, регулирующие клапаны, обратные клапаны отборов, поворотные диафрагмы, сигналов “ВНИМАНИЕ”, “МАШИНА В ОПАСНОСТИ” на

ГЩУ и вызова НСМ по турбинному и котельному цеху нет. В этом случае машинист действует согласно аварийной инструкции.

Раздел II. Сведения по электротехническому оборудованию.

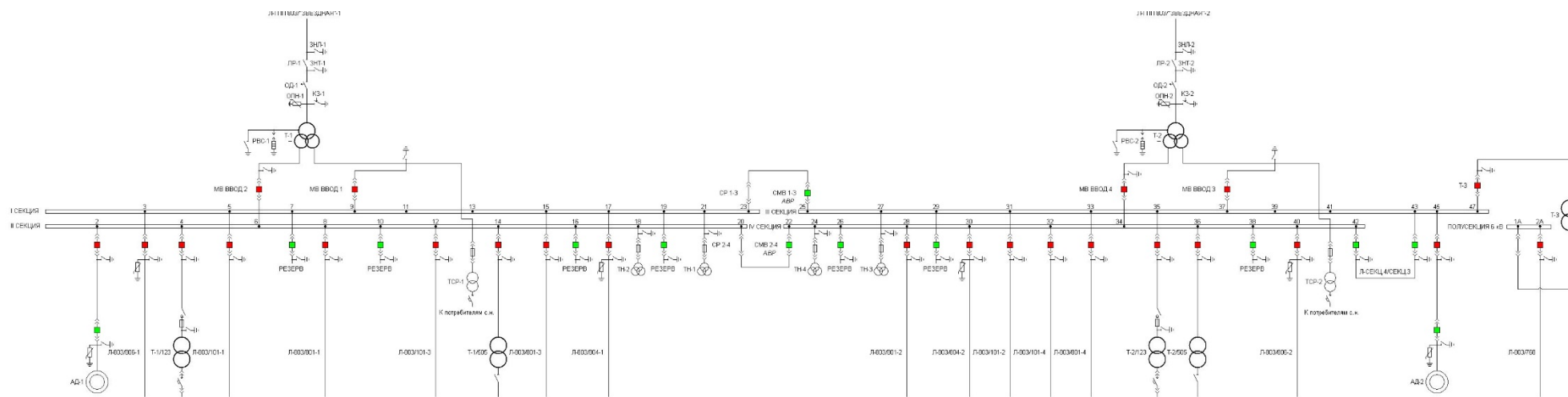
И1. – Общие технические данные:

И1.1 – Компоновка основных электротехнических помещений, распределительных устройств, основных трансформаторов, кабельных трасс высокого напряжения.

Ст. номер	Тип	Завод изготовитель.	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации	№ корпуса (по схеме в п. А 1.2)
1Т	ТРДНС-32000/35	Завод имени К. Либкнехта г. Запорожье	1985	215000	20Т
2Т	ТРДНС-32000/35	Завод имени К. Либкнехта г. Запорожье	1985	215000	20Т
Р0Т	ТМ 3200/35	Завод имени Куйбышева г. Москва	1949	12000	21Т
Р1Т	ТМ 3200/10	Завод имени Куйбышева г. Москва	1949	524600	21Т
Р2Т	ТМ 3200/10	Завод имени Куйбышева г. Москва	1952	498800	21Т
Р3Т	ТМ 3200/10	Завод имени Куйбышева г. Москва	1952	498800	21Т
Р4Т	ТМ 3200/35	Завод имени Куйбышева г. Москва	1957	301000	20Т
Р5Т	ТМ 3200/35	Завод имени Куйбышева г. Москва	1961	430000	20Т
Р6Т	ТМ 4000/10	п/я М 5972	1970	344000	20Т
М0Т	ТМ 560/35	Завод имени Куйбышева г. Москва	1958	8320	21Т
М1Т	ТМ 560/35	Завод имени Куйбышева г. Москва	1958	447200	21Т
М2Т	ТМ 560/35	Завод имени Куйбышева г. Москва	1958	447200	21Т
М3Т	ТМ 560/35	Завод имени Куйбышева г. Москва	1959	438600	33Т
М4Т	ТС3 630/10	Завод сухих тр-ров г.Баку	1962	412800	1Т

Ст. номер	Тип	Завод изготовитель.	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации	№ корпуса (по схеме в п. А 1.2)
М5Т	ТСЗ 630/10	Завод сухих тр-ров г.Баку	1962	412800	1Т
М6Т	ТМ 630/6	п/я Р 6614	1974	309600	43Т
М7Т	ТМ 630/6	п/я Р 6614	1977	283800	51Т
М8Т	ТМ 630/6	п/я Р 6614	1977	283800	51Т
М9Т	ТСЗ 630/10	Завод сухих тр-ров г.Баку	1984	134160	65Т
М10Т	ТСЗ 630/10	Завод сухих тр-ров г.Баку	1995	77400	65Т
М11Т	ТМ3-630/6	г. Харьков	1986	206400	74Т
М12Т	ТМ3-630/6	г. Харьков	1986	206400	74Т
М13Т	ТМ 400/6	г. Харьков	1992	92880	71Т
М14Т	ТМ 400/6	г. Харьков	1992	92880	71Т
М15Т	ТСЗФС 1000/10	ХК «Электрозавод» г. Москва	2006	25800	
Л1Т	ТМ 320/6	Электромашиностроительный завод им. Ленина Г. Ереван	1960	430000	21Т
Л2Т	ТМ 320/6	Электромашиностроительный завод им. Ленина Г. Ереван	1960	430000	21Т
Н2Т	ТМ 560/10	Завод имени Куйбышева г. Москва	1949	Нет данных	26Т
№1п/ст 25	ТМ 180	Завод имени Куйбышева г. Москва	1954	481600	177Т
№2п/ст 25	ТМ 180	Завод имени Куйбышева г. Москва	1954	481600	177Т

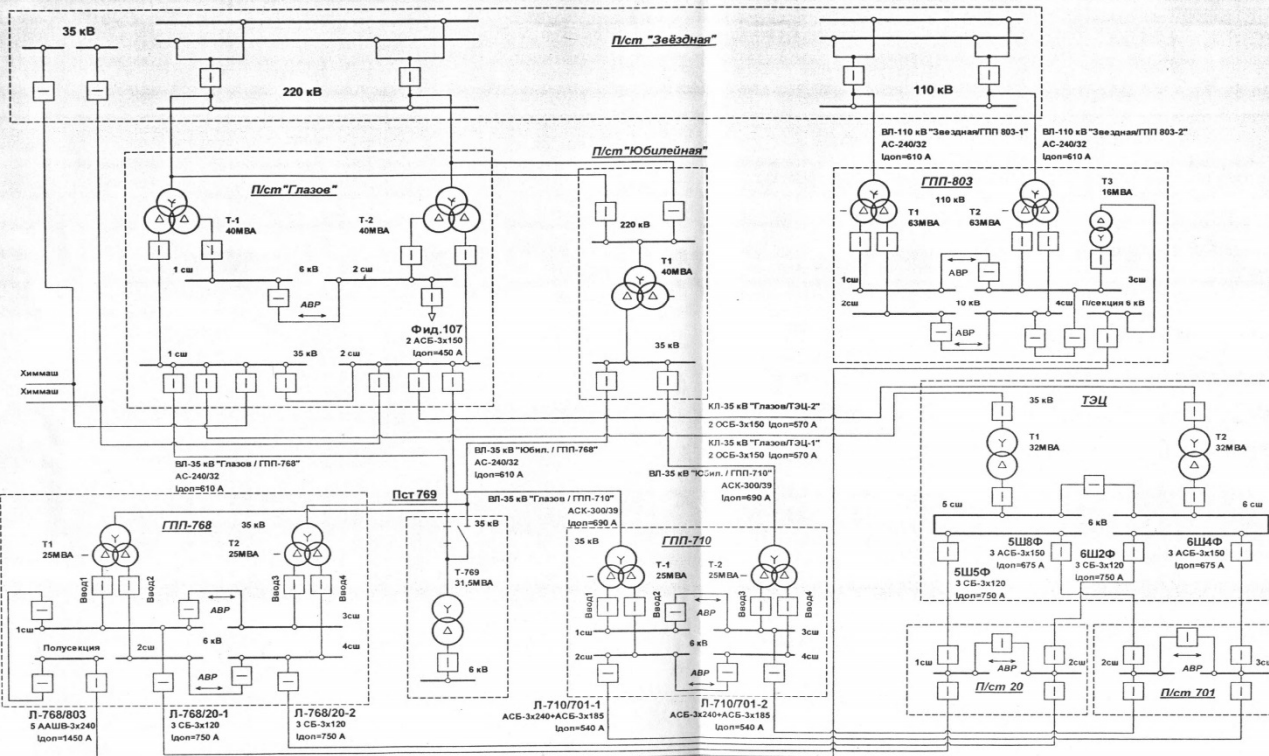
И1.2 – Главная однолинейная электрическая схема ТЭС: схема; основные проектные характеристики; номинальные токи; уровни напряжений.



16/Э-2490

Зам. начальника по техническим вопросам - главный инженер ПО "Глазовские электрические сети" Ю.И.Жилов
 30.10.08

Главный энергетик ОАО ЧМЗ А.В.Тулицын
 А.В. Вершинин

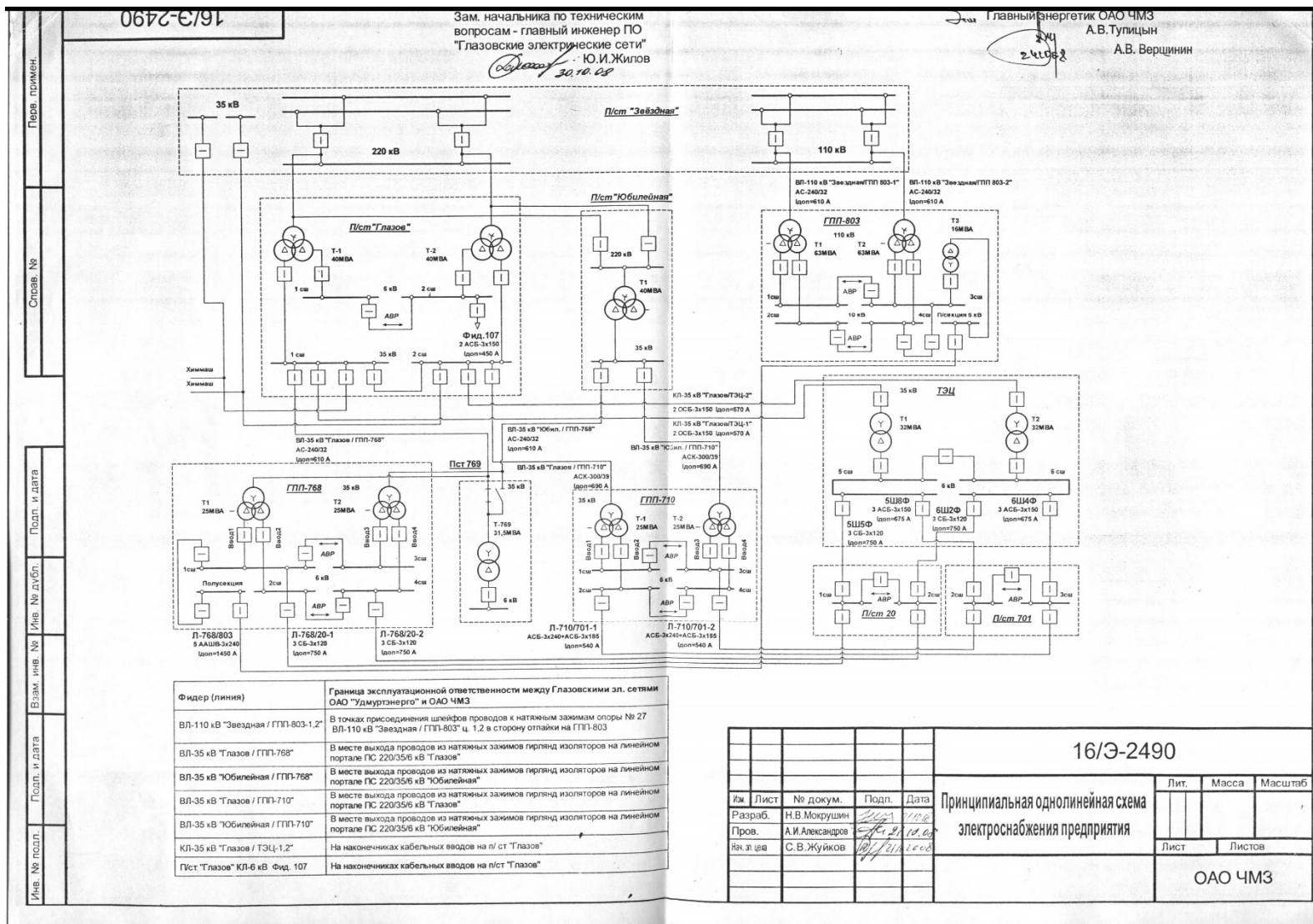


Фидер (линия)	Граница эксплуатационной ответственности между Глазовскими эл. сетями ОАО "Удмуртэнерго" и ОАО ЧМЗ
ВЛ-110 кВ "Звездная" / ГПП-803-1,2"	В точках присоединения шлейфов проводов к натяжным зажимам опоры № 27 ВЛ-110 кВ "Звездная" / ГПП-803" ц. 1,2 в сторону отпайки на ГПП-803
ВЛ-35 кВ "Глазов" / ГПП-768"	В месте выхода проводов из натяжных зажимов гирлянд изоляторов на линейном портале ПС 220/35/6 кВ "Глазов"
ВЛ-35 кВ "Юбилейная" / ГПП-768"	В месте выхода проводов из натяжных зажимов гирлянд изоляторов на линейном портале ПС 220/35/6 кВ "Юбилейная"
ВЛ-35 кВ "Глазов" / ГПП-710"	В месте выхода проводов из натяжных зажимов гирлянд изоляторов на линейном портале ПС 220/35/6 кВ "Глазов"
ВЛ-35 кВ "Юбилейная" / ГПП-710"	В месте выхода проводов из натяжных зажимов гирлянд изоляторов на линейном портале ПС 220/35/6 кВ "Юбилейная"
КЛ-35 кВ "Глазов" / ТЭЦ-1,2"	На наконечниках кабельных вводов на п/ст "Глазов"
П/ст "Глазов" КЛ-6 кВ Фид. 107	На наконечниках кабельных вводов на п/ст "Глазов"

					16/Э-2490			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Принципиальная однолинейная схема электроснабжения предприятия	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.								
Пров.								
Нач. эл. цеха								
						Лист	Листов	
						ОАО ЧМЗ		

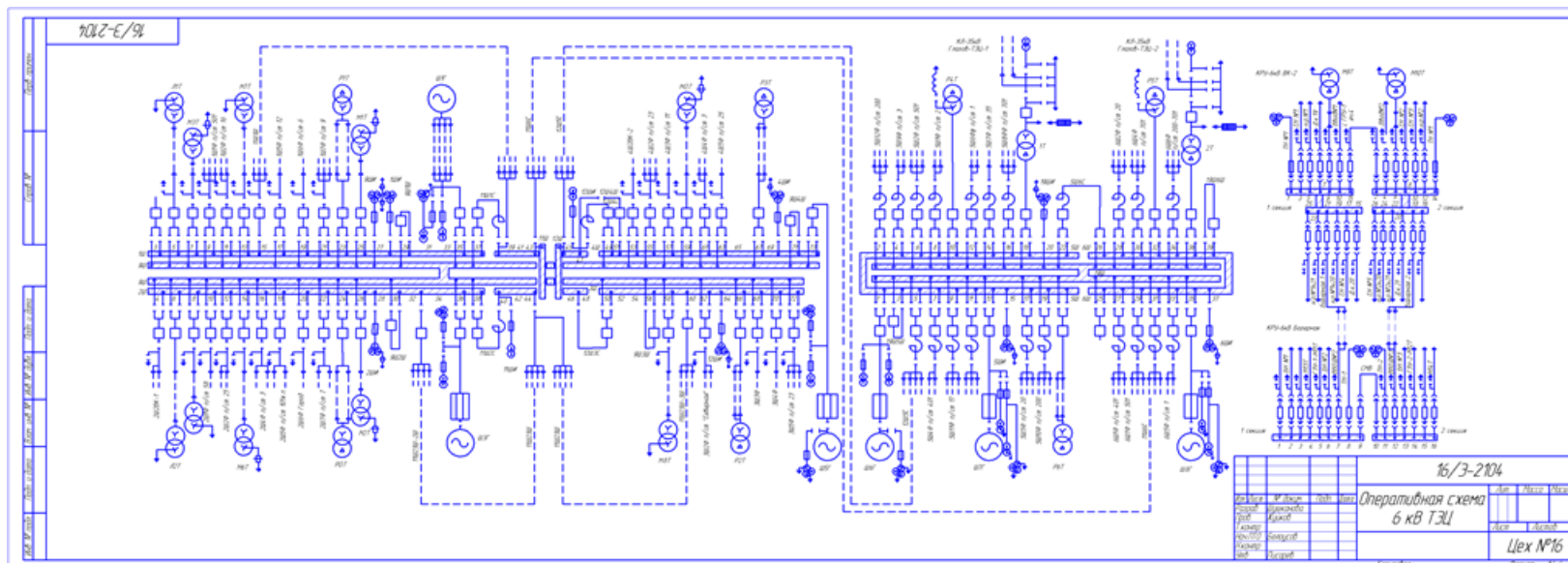
Пере. примен.
 Слов. №
 Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

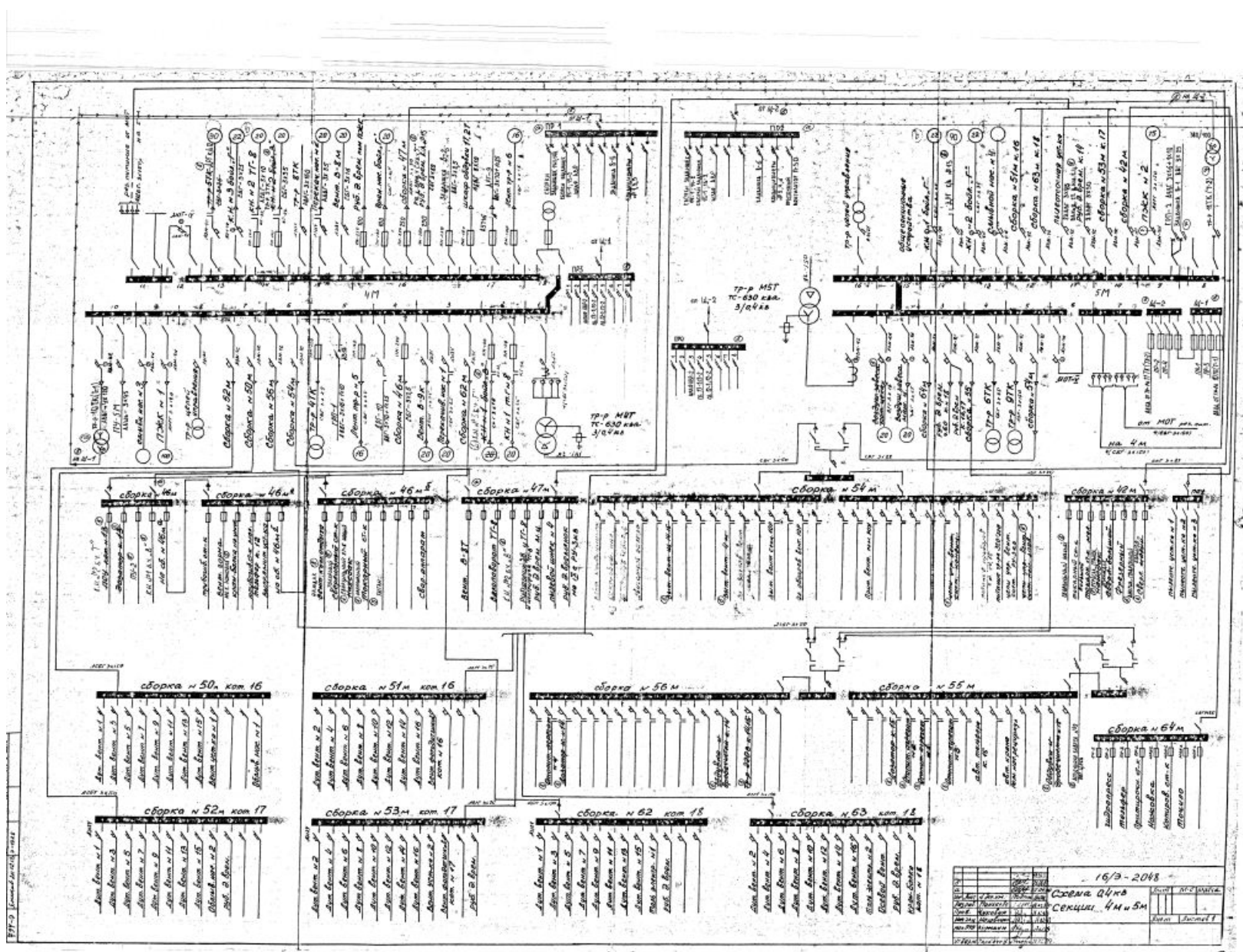
И1.3 – Однолинейная схема: систем высокого напряжения

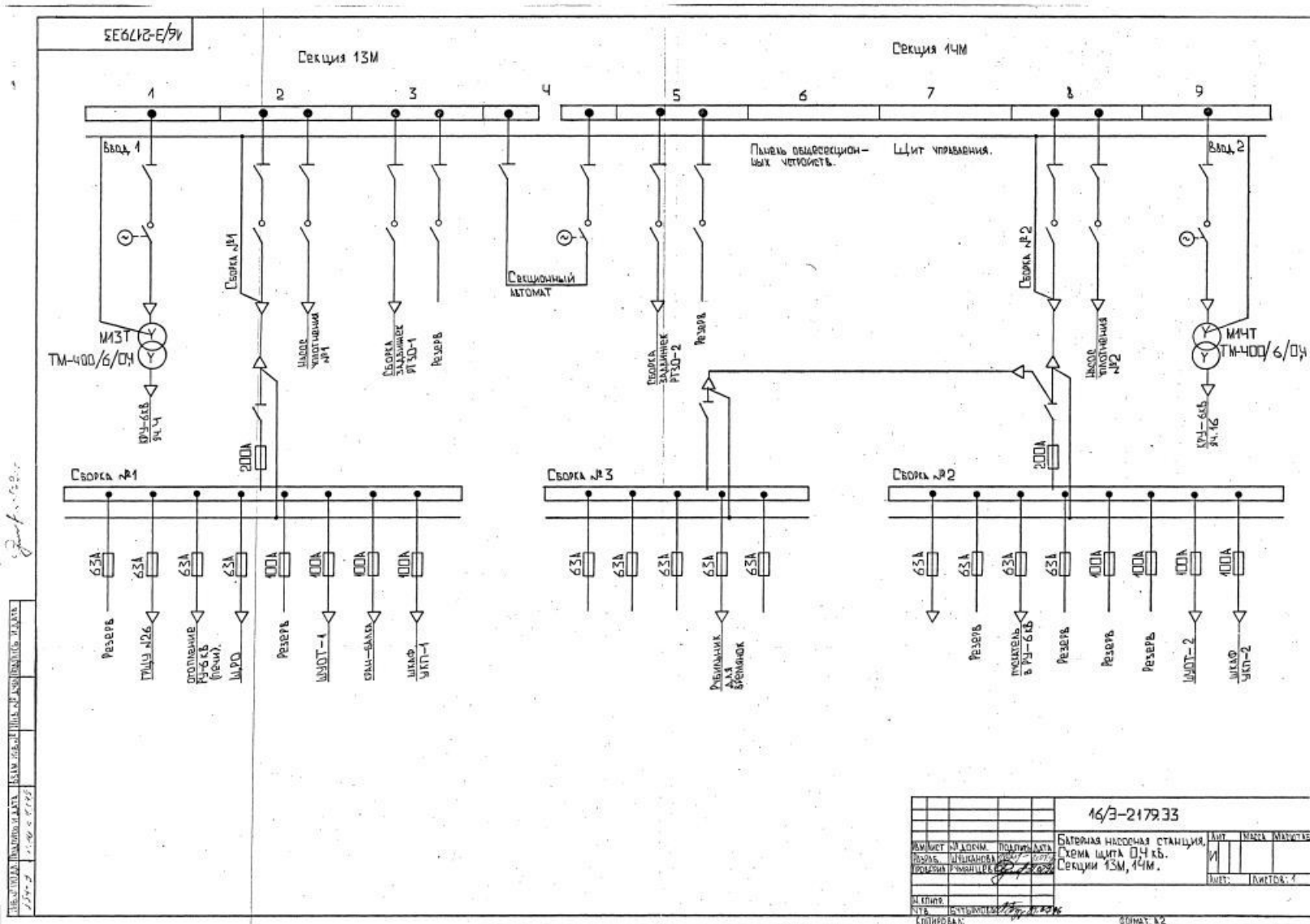


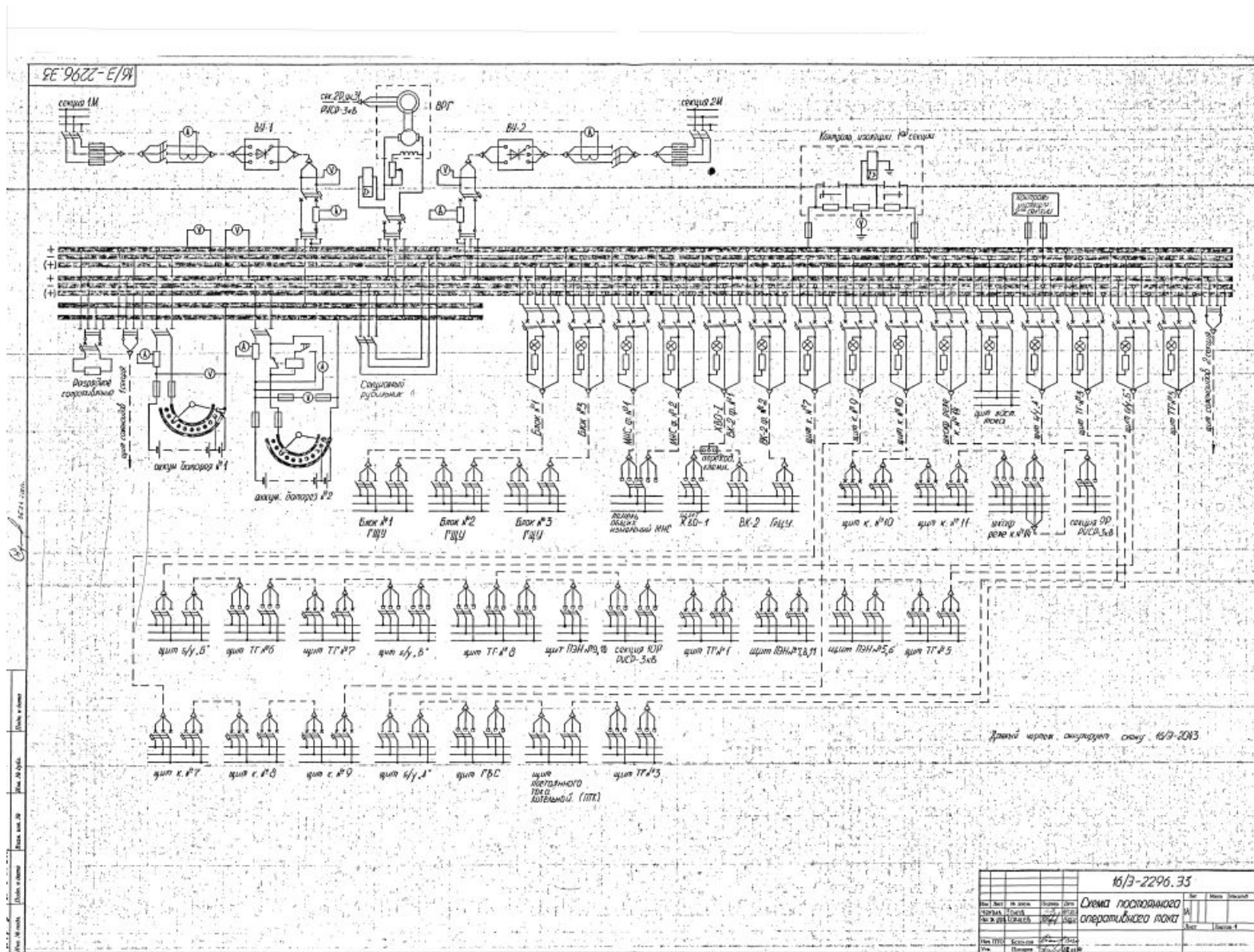
–систем среднего напряжения;

- систем низкого напряжения /щитов управления;
- системы постоянного тока.









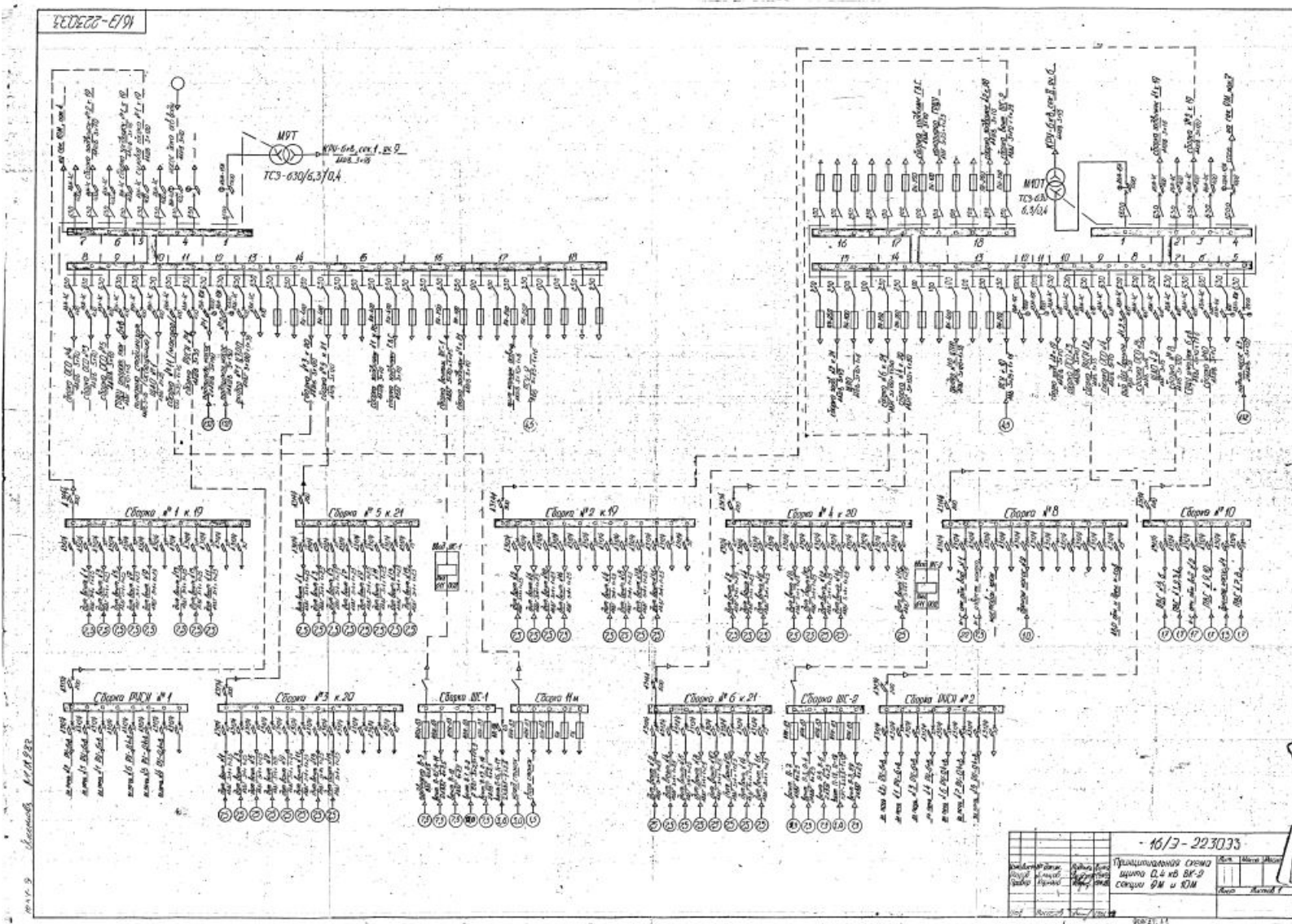
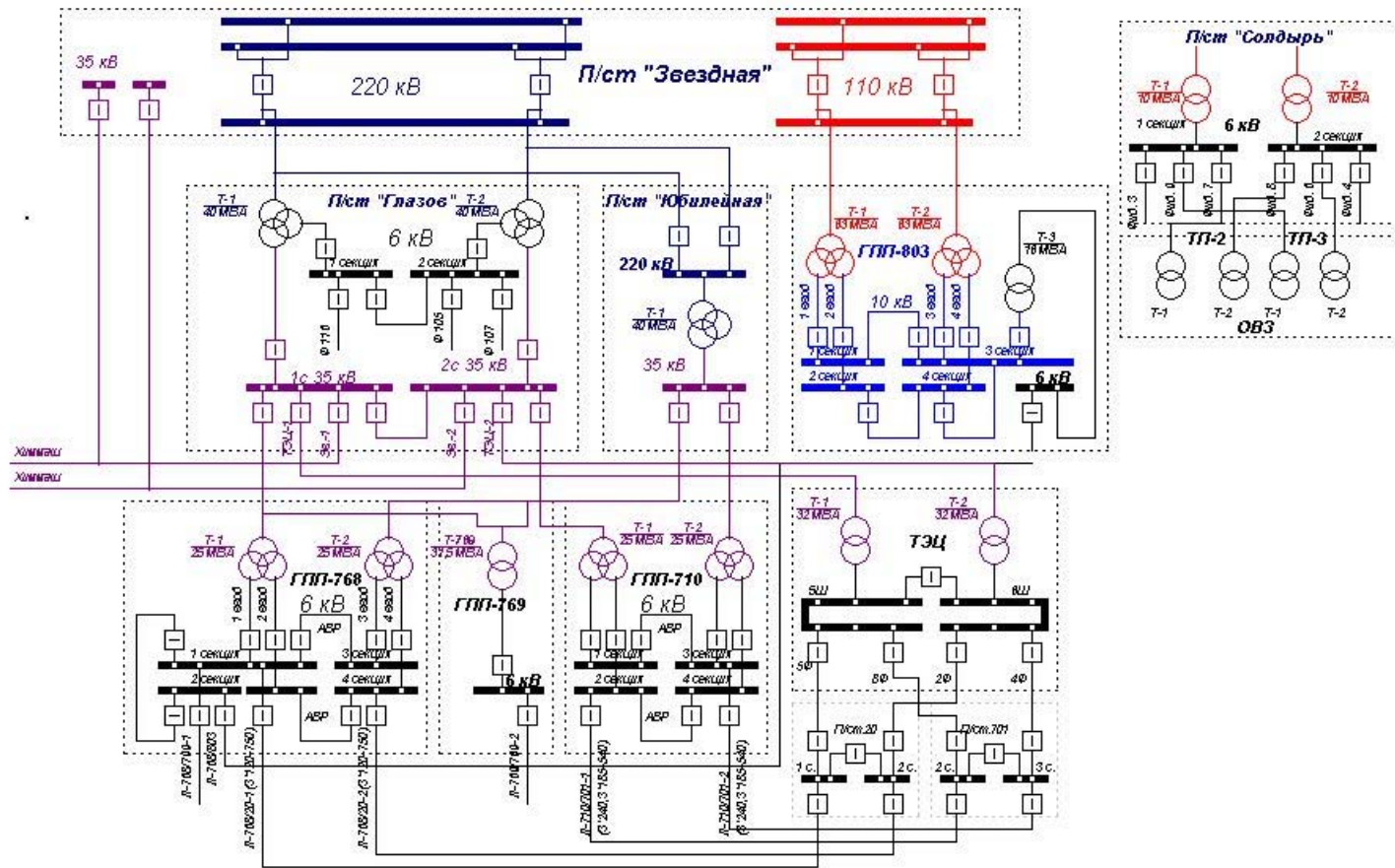
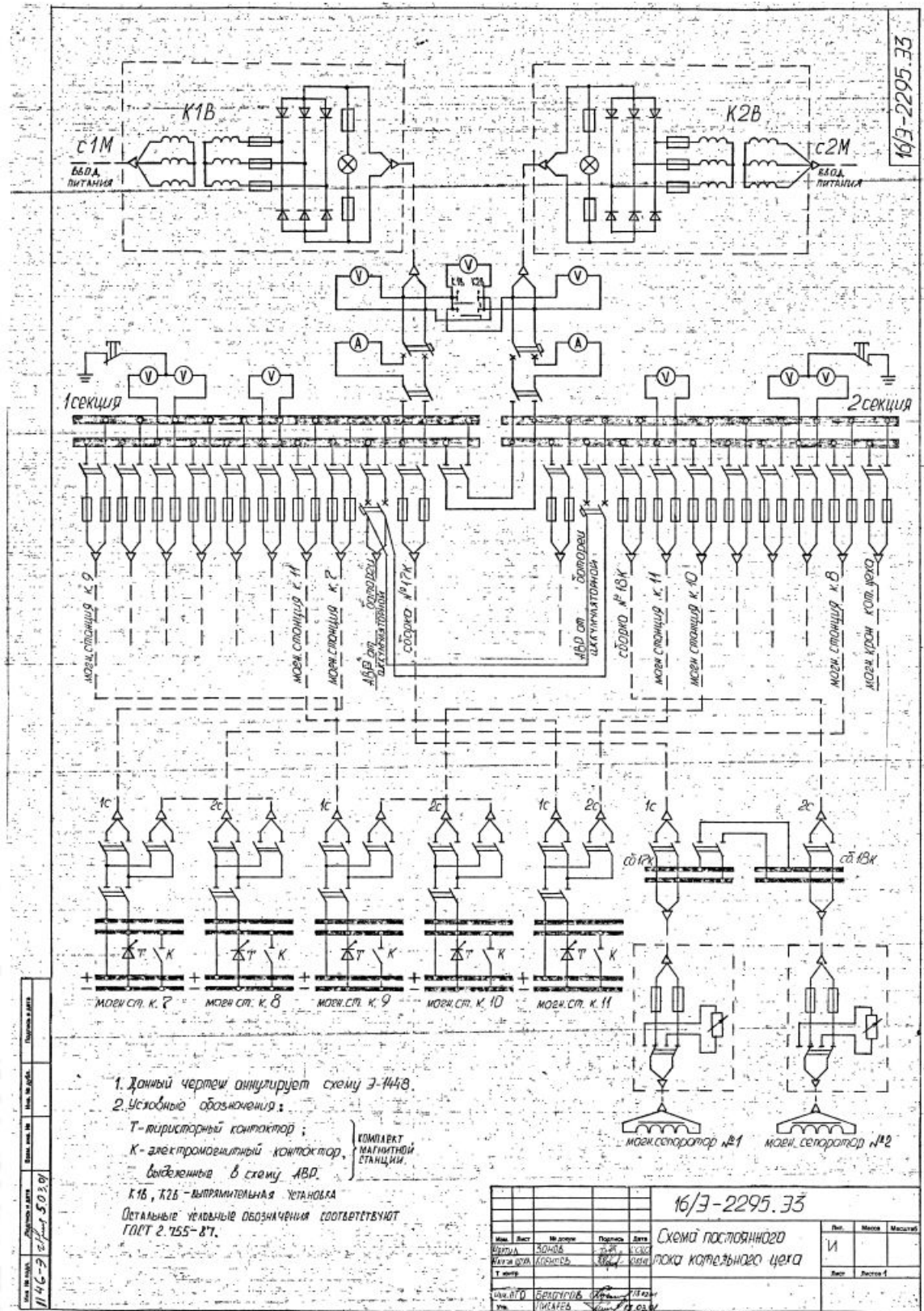


Схема электроснабжения ОАО ЧМЗ





16/3-2295.33

1. Данный чертёж аннулирует схему Э-1448.
 2. Условные обозначения:
 Т - тиристорный контактор;
 К - электромагнитный контактор, выделенные в схему АВР.
 КОМПЛЕКТ МАГНИТНОЙ СТАНЦИИ.
 К1В, К2В - выпрямительная установка.
 Остальные условные обозначения соответствуют ГОСТ 2.755-87.

				16/3-2295.33		Ис.	Масштаб
Исполн.	В.С.	М.С.	П.С.	С.С.	Схема постоянного тока котельного цеха		И
Провер.	В.С.	М.С.	П.С.	С.С.			Лист
Исполн.	В.С.	М.С.	П.С.	С.С.			
Провер.	В.С.	М.С.	П.С.	С.С.			

И1.4 – Принципиальная схема выдачи электрической мощности с ТЭС во внешние электросети, к конкретным потребителям.

И2. – Технические характеристики оборудования:

И2.1 – Основные трансформаторы: тип; производитель; год выпуска; система охлаждения; технические паспортные данные.

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	РОТ
3	Тип	ТМ 3200/10
4	Заводской номер	571108
5	Группа соединений	Y/Δ -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	3200
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	3150
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6000 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	308
12	Токи в ответвлениях, А НН	587
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,8
14	Ток холостого хода, %	3,65
15	Потери холостого хода, ватт	10200
16	Потери короткого замыкания, ватт	37600
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,11
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0234
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	18

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	P1T
3	Тип	TM 3200/10
4	Заводской номер	561687
5	Группа соединений	Y/Δ -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	3200
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	3150
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6000 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	308
12	Токи в ответвлениях, А НН	587
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,8
14	Ток холостого хода, %	3,65
15	Потери холостого хода, ватт	10200
16	Потери короткого замыкания, ватт	37600
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,11
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0234
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	18

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	P2T
3	Тип	TM 3200/10
4	Заводской номер	600574
5	Группа соединений	Y/Δ -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	3200
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	3150
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6000 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	308

12	Токи в ответвлениях, А НН	587
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,8
14	Ток холостого хода, %	3,55
15	Потери холостого хода, ватт	10900
16	Потери короткого замыкания, ватт	35200
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,108
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0225
19	Пробивное напряжение масла, кВ	41
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	18

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	Р3Т
3	Тип	ТМ 3200/10
4	Заводской номер	599148
5	Группа соединений	Y/Δ -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	3200
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	3150
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6000 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	308
12	Токи в ответвлениях, А НН	587
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,8
14	Ток холостого хода, %	3,65
15	Потери холостого хода, ватт	10200
16	Потери короткого замыкания, ватт	37600
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,11
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0234
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	18

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	Р4Т
3	Тип	ТМ 3200/35

1	Наименование оборудования	Трансформатор
4	Заводской номер	673839
5	Группа соединений	Y/Δ -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	3200
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	3150
10	Напряжения в ответвлениях, В	6600 6300 6000
11	Токи в ответвлениях, А ВН	308
12	Токи в ответвлениях, А НН	587
13	Напряжение короткого замыкания, %	7,8
14	Ток холостого хода, %	2,8
15	Потери холостого хода, ватт	11900
16	Потери короткого замыкания, ватт	36500
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,066
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0216
19	Пробивное напряжение масла, кВ	48
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	18

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	Р5Т
3	Тип	ТМ 3200/35
4	Заводской номер	756966
5	Группа соединений	Y/Δ -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	3200
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	3150
10	Напряжения в ответвлениях, В	6600 6300 6000
11	Токи в ответвлениях, А ВН	308
12	Токи в ответвлениях, А НН	587
13	Напряжение короткого замыкания, %	7,8
14	Ток холостого хода, %	2,8
15	Потери холостого хода, ватт	11900
16	Потери короткого замыкания, ватт	36500

17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,066
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0216
19	Пробивное напряжение масла, кВ	48
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	18

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	Р6Т
3	Тип	ТМ 4000/10
4	Заводской номер	79080
5	Группа соединений	Y/Δ -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	3200
8	Номинальное напряжение,В ВН	6300
9	Номинальное напряжение,В НН	3150
10	Напряжения в ответвлениях, В	6600 6300 6000
11	Токи в ответвлениях, А ВН	366
12	Токи в ответвлениях, А НН	732
13	Напряжение короткого замыкания, %	6,91
14	Ток холостого хода, %	1,0
15	Потери холостого хода, ватт	7800
16	Потери короткого замыкания, ватт	34300
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,066
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0216
19	Пробивное напряжение масла, кВ	48
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	18

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	МОТ
3	Тип	ТМ 560/35
4	Заводской номер	699527
5	Группа соединений	Y/Y ₀ -12
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	560
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000

1	Наименование оборудования	Трансформатор
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6600 6300 6000
11	Токи в ответвлениях, А ВН	51,3
12	Токи в ответвлениях, А НН	808
13	Напряжение короткого замыкания, %	7,6
14	Ток холостого хода, %	4,8
15	Потери холостого хода, ватт	2840
16	Потери короткого замыкания, ватт	9150
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	1,13
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00291
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	M1T
3	Тип	TM 560/35
4	Заводской номер	699526
5	Группа соединений	Y/Yo -12
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	560
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6600 6300 6000
11	Токи в ответвлениях, А ВН	51,3
12	Токи в ответвлениях, А НН	808
13	Напряжение короткого замыкания, %	7,5
14	Ток холостого хода, %	4,7
15	Потери холостого хода, ватт	2745
16	Потери короткого замыкания, ватт	9260
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	1,14
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00291
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	
3	Тип	М2Т
4	Заводской номер	ТМ 560/35
5	Группа соединений	699528
6	Частота, Гц	Y/Yo -12
7	Номинальная мощность, кВА	50
8	Номинальное напряжение,В ВН	560
9	Номинальное напряжение,В НН	6000
10	Напряжения в ответвлениях, В	400
11	Токи в ответвлениях, А ВН	6600 6300 6000
12	Токи в ответвлениях, А НН	51,3
13	Напряжение короткого замыкания, %	808
14	Ток холостого хода, %	7,6
15	Потери холостого хода, ватт	4,6
16	Потери короткого замыкания, ватт	2930
17	Сопrotивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	9040
18	Сопrotивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	1,13
19	Пробивное напряжение масла, кВ	0,00285
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	40
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	25
		5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	
3	Тип	М3Т
4	Заводской номер	ТМ 560/35
5	Группа соединений	711944
6	Частота, Гц	Y/Yo -12
7	Номинальная мощность, кВА	50
8	Номинальное напряжение,В ВН	560
9	Номинальное напряжение,В НН	6000
10	Напряжения в ответвлениях, В	400
11	Токи в ответвлениях, А ВН	6600 6300 6000
12	Токи в ответвлениях, А НН	51,3

		808
13	Напряжение короткого замыкания, %	7,6
14	Ток холостого хода, %	5,6
15	Потери холостого хода, ватт	3130
16	Потери короткого замыкания, ватт	9480
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	1,12
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00294
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	М4Т
3	Тип	ТСЗ 630/10
4	Заводской номер	27050
5	Группа соединений	▲/Ун -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение,В ВН	3150
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	3300 3225 3150 3075 3000
11	Токи в ответвлениях, А ВН	115,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	909
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,75
14	Ток холостого хода, %	1,965
15	Потери холостого хода, ватт	2400
16	Потери короткого замыкания, ватт	7605
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	2,15
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00218
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	10
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	3
21	Класс нагревостойкости изоляции	В

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	М5Т
3	Тип	ТСЗ 630/10
4	Заводской номер	7378

1	Наименование оборудования	Трансформатор
5	Группа соединений	▲/Ун -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение,В ВН	3150
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	3300 3225 3150 3075 3000
11	Токи в ответвлениях, А ВН	115,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	909
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,98
14	Ток холостого хода, %	1,19
15	Потери холостого хода, ватт	2250
16	Потери короткого замыкания, ватт	7660
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,229
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00195
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	10
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	3
21	Класс нагревостойкости изоляции	В

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	М6Т
3	Тип	ТМ 630/6
4	Заводской номер	16598
5	Группа соединений	Y/Yo -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	60,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	910
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,6
14	Ток холостого хода, %	1,96
15	Потери холостого хода, ватт	1970

16	Потери короткого замыкания, ватт	8350
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0488
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0025
19	Пробивное напряжение масла, кВ	35
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	M7T
3	Тип	TM 630/6
4	Заводской номер	16598
5	Группа соединений	Y/Yo -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	60,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	910
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,46
14	Ток холостого хода, %	2,49
15	Потери холостого хода, ватт	2218
16	Потери короткого замыкания, ватт	8360
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,512
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0023
19	Пробивное напряжение масла, кВ	35
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	M8T
3	Тип	TM 630/6
4	Заводской номер	6772
5	Группа соединений	Y/Yo -0
6	Частота, Гц	50

1	Наименование оборудования	Трансформатор
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	60,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	910
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,76
14	Ток холостого хода, %	2,34
15	Потери холостого хода, ватт	2368
16	Потери короткого замыкания, ватт	8360
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,472
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,0023
19	Пробивное напряжение масла, кВ	35
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	М9Т
3	Тип	ТСМ 630/10
4	Заводской номер	139766
5	Группа соединений	Y/Yo -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	60,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	909
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,94
14	Ток холостого хода, %	1,02
15	Потери холостого хода, ватт	1920
16	Потери короткого замыкания, ватт	6814
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 750С)	0,572

18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-750С)	0,00226
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	16
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	3
21	Класс нагревостойкости изоляции	В

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	М10Т
3	Тип	ТСМ 630/10
4	Заводской номер	139774
5	Группа соединений	Y/Yo -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	60,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	909
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,94
14	Ток холостого хода, %	1,02
15	Потери холостого хода, ватт	1920
16	Потери короткого замыкания, ватт	6794
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 750С)	0,6433
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-750С)	0,00226
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	16
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	3
21	Класс нагревостойкости изоляции	В

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	М11Т
3	Тип	ТМЗ 630/10
4	Заводской номер	343508
5	Группа соединений	Y/Yo -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	

1	Наименование оборудования	Трансформатор
		400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	60,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	910
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,52
14	Ток холостого хода, %	1,31
15	Потери холостого хода, ватт	1440
16	Потери короткого замыкания, ватт	8360
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 260С)	0,56
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-260С)	0,00242
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	35
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5
21	Пробивное напряжение масла, кВ	35

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	M12T
3	Тип	ТМЗ 630/10
4	Заводской номер	343570
5	Группа соединений	Y/Yн -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	630
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	60,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	910
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,52
14	Ток холостого хода, %	1,31
15	Потери холостого хода, ватт	1440
16	Потери короткого замыкания, ватт	8360
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 260С)	0,56
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-260С)	0,00242
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	35
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5
21	Пробивное напряжение масла, кВ	35

1	Наименование оборудования	Трансформатор

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	M13T
3	Тип	TM 400/6
4	Заводской номер	1130
5	Группа соединений	Y/Yн -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	400
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	38,5
12	Токи в ответвлениях, А НН	575
13	Напряжение короткого замыкания, %	4,74
14	Ток холостого хода, %	1,42
15	Потери холостого хода, ватт	956
16	Потери короткого замыкания, ватт	5885
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 260С)	1,09
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-260С)	0,004
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5
21	Пробивное напряжение масла, кВ	35

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	M14T
3	Тип	TM 400/6
4	Заводской номер	1091
5	Группа соединений	Y/Yн -0
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	400
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300

		6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	38,5
12	Токи в ответвлениях, А НН	575
13	Напряжение короткого замыкания, %	4,74
14	Ток холостого хода, %	1,42
15	Потери холостого хода, ватт	956
16	Потери короткого замыкания, ватт	5885
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 260С)	1,09
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-260С)	0,004
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5
21	Пробивное напряжение масла, кВ	35

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	М15Т
3	Тип	ТСЗФС 1000/10
4	Заводской номер	1507608
5	Группа соединений	▲/Ун -11
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	1000
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6150 6000 5850 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	96,2
12	Токи в ответвлениях, А НН	1443
13	Напряжение короткого замыкания, %	7,8
14	Ток холостого хода, %	0,6
15	Потери холостого хода, ватт	1887
16	Потери короткого замыкания, ватт	9862
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 260С)	0,255
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-260С)	0,0009
19	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	16
20	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	3
21	Класс нагревостойкости изоляции	F

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	Л1Т
3	Тип	ТМ 320/6,3
4	Заводской номер	13072
5	Группа соединений	У/Ун -12
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	320
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6000 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	30,8
12	Токи в ответвлениях, А НН	462
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,33
14	Ток холостого хода, %	5,23
15	Потери холостого хода, ватт	1768
16	Потери короткого замыкания, ватт	6360
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	1,8
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,004
19	Пробивное напряжение масла, кВ	35
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	21
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	Л2Т
3	Тип	ТМ 320/6,3
4	Заводской номер	7274
5	Группа соединений	У/Ун -12
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	320
8	Номинальное напряжение,В ВН	6000
9	Номинальное напряжение,В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6000 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	30,8
12	Токи в ответвлениях, А НН	

		462
13	Напряжение короткого замыкания, %	4,31
14	Ток холостого хода, %	3,85
15	Потери холостого хода, ватт	1468
16	Потери короткого замыкания, ватт	4937
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	1,26
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00332
19	Пробивное напряжение масла, кВ	35
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	21
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	H2T
3	Тип	TM 560/10
4	Заводской номер	265344
5	Группа соединений	Y/Y _H -12
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	560
8	Номинальное напряжение, В ВН	6000
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	6300 6000 5700
11	Токи в ответвлениях, А ВН	53,4
12	Токи в ответвлениях, А НН	808
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,6
14	Ток холостого хода, %	5,6
15	Потери холостого хода, ватт	2720
16	Потери короткого замыкания, ватт	9225
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	076
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00384
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	тр-р №1 п/ст 25
3	Тип	TM 180/6
4	Заводской номер	17882
5	Группа соединений	Y/Y _H -12
6	Частота, Гц	50

7	Номинальная мощность, кВА	180
8	Номинальное напряжение, В ВН	3000
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	3150 3000 2850
11	Токи в ответвлениях, А ВН	34,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	260
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,83
14	Ток холостого хода, %	1,19
15	Потери холостого хода, ватт	2250
16	Потери короткого замыкания, ватт	7660
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,229
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00195
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

ПАСПОРТ

1	Наименование оборудования	Трансформатор
2	Диспетчерское обозначение	тр-р № 2 п/ст 25
3	Тип	ТМ 180/6
4	Заводской номер	14556
5	Группа соединений	У/Ун -12
6	Частота, Гц	50
7	Номинальная мощность, кВА	180
8	Номинальное напряжение, В ВН	3000
9	Номинальное напряжение, В НН	400
10	Напряжения в ответвлениях, В	3150 3000 2850
11	Токи в ответвлениях, А ВН	34,6
12	Токи в ответвлениях, А НН	260
13	Напряжение короткого замыкания, %	5,83
14	Ток холостого хода, %	1,19
15	Потери холостого хода, ватт	2250
16	Потери короткого замыкания, ватт	7660
17	Сопротивление обмоток ВН линейное, Ом (Т- 200С)	0,229
18	Сопротивление обмоток НН линейное, Ом (Т-200С)	0,00195
19	Пробивное напряжение масла, кВ	40
20	Изоляция обмоток ВН, кВ (Т-200С)	25
21	Изоляция обмоток НН, кВ (Т-200С)	5

Список трансформаторов

№ п/п	Наименование, тип трансформатора	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный срок службы	Сведения о продлении срока службы	Количество аварий	Планируемая дата замены
1.	РОТ ТМ-3200/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1949	25 лет	2018	нет	
2.	Р1Т ТМ-3200/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1949	25 лет	2018	нет	
3.	Н2Т ТМ-560/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1949	25 лет	2018	нет	
4.	Р2ТТМ-3200/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1952	25 лет	2018	нет	
5.	Р3ТТМ-3200/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1952	25 лет	2018	нет	
6.	Плст 25 тр-р № 1 ТМ – 180/6	Завод им. Куйбышева, Москва	1954	25 лет	нет	нет	
7.	Плст 25 тр-р № 2 ТМ – 180/6	Завод им. Куйбышева, Москва	1954	25 лет	нет	нет	
8.	Р4Т ТМ-3200/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1957	25 лет	2018	нет	
9.	МОТ ТМ-560/35	Завод им. Куйбышева, Москва	1958	25 лет	2012	нет	
10.	М1Т ТМ-560/35	Завод им. Куйбышева, Москва	1958	25 лет	2012	нет	
11.	М2Т ТМ-560/35	Завод им. Куйбышева, Москва	1958	25 лет	2012	нет	
12.	М3Т ТМ-560/35	Завод им. Куйбышева, Москва	1959	25 лет	2015	нет	
13.	Л1Т ТМ 320/6	Завод им. Куйбышева, Москва	1960	25 лет	2012	нет	
14.	Л2Т ТМ 320/6	Завод им. Куйбышева, Москва	1960	25 лет	2012	нет	
15.	Р5ТТМ-3200/35	Завод им. Куйбышева, Москва	1961	25 лет	2018	нет	
16.	Р6Т ТМ-4000/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1970	25 лет	2018	нет	
17.	М4Т ТС3-630/10	Завод им. Куйбышева, Москва	1970	25 лет	2015	нет	
18.	М5Т ТС3-630/10	Завод им. Куйбышева,	1970	25 лет	2015	нет	

№ п/п	Наименование, тип трансформатора	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный срок службы	Сведения о продлении срока службы	Количество аварий	Планируемая дата замены
		Москва					
19.	M7T TM-630/6	Баку	1971	25 лет	2015	нет	
20.	M8TTM-630/6	Баку	1971	25 лет	2015	нет	
21.	M6T TM-630/6	п/я Р 6614	1974	25 лет	2015	нет	

Трансформаторы

	П/ст. 25 №1, №2.	Л1Т Л2Т.	МОТ М1Т М2Т	М3Т	Н2Т	М4Т М5Т	М9Т М10Т	М6Т, М7Т М8Т М11Т, М12Т	М13Т, М14Т	М15Т	Р0Т, Р1Т, Р2Т Р3Т, Р4Т, Р5Т	Р6Т	1Т, 2Т		
Мощность (кВа)	180	320	560			630			400	1000	3200	4000	32000		
U обмоток ВН (В)	3150 3000 2700	6300 6000 5700	6600 6300 6000	6600 6300 6000	6300 6000 5700	3300 3225 3150 3075	6300 6150 6000 5850 5700	6300 6150 6000 5850 5700	6300 6150 6000 5850 5700	6300 6150 6000 5850 5700	6300 6000 5700	6300 6000 5700	41160 36750 32340		
U обмоток НН (В)	400										3150	6300			
Максимальное превышение U – 110 % напряжения соотв. данному ответвлению при мощности не более номинальной.															
Ток	Обмотки ВН ном (А)	34,7	30,8	51,3	51,3	53,9	115,6	60,6	60,6	38,5	96,2	308	366	503	
	Обмотки НН ном (А)	260	462	808			909			910	578	1443	587	732	2932
	Холостого хода (А)	1,9	1,9	2,4	3,0		1,4	1,4	1,4	-----	0,6	10,9	3,6	7,6/46,2	
Длит. доп. перегрузки (А)		36,4	32,3	53,8	56,6		121	63,8	63,8	40,43	101	323	384		
Аварийные перегрузки по току в течении	масляные	120мин	45	40	67	70				78	50,05	400	416		
		80мин	50	45	74	78				88	55,83	453	530		
		45мин	56	49	82	86				97	61,6	493	585		
		20мин	61	54	90	94				106	67,4	539	640		
		10мин	69	62	103	108				121	77	616	732		
	сухие	60мин						139	78			115			
		45мин						150	88			125			
		32мин						162	97			135			
		18мин						173	106			144			
		5мин						185	121			154			

Авар. перегрузка по току
огран. пропускной способ.
КЛ-35 кВ. I6.3 max =3300А.

Постоянный оперативный ток

Напряжение на сборных шинах щита 230 (220 – 240) вольт						
Разряд	Аккумуляторные батареи			1секция	2секция	
				П1Б	П2Б	
	10 часов	Емкость (Ач)			720	720
		Ток (А)			72	72
		Минимальное напряжение (В)		на элемент	1,8	1,8
				на всю батарею	234	234
	3 часа	Емкость (Ач)			540	540
		Ток (А)			180	180
		Минимальное напряжение (В)		на элемент	1,8	1,8
				на всю батарею	234	234
	1 час	Емкость (Ач)			370	370
		Ток (А)			370	370
		Минимальное напряжение (В)		на элемент	1,75	1,75
на всю батарею				227,5	227,5	
Максимальный толчек тока длительность не более 5 сек. (А)				920	920	
Заряд	Нормальный ток (А)			160	160	
	Максимальный ток (А)			220	220	
	Максимальное напряжение в конце заряда при оптимальном режиме (В)		на элемент	2,6 – 2,7		
			на всю батарею	338		
Подзаряд	Напряжение на элемент при U на шинах 230 В			2,15		
	Количество элементов			106 при 230 В		
Подзарядные и зарядные агрегаты				ВУ-1, ВУ-2	ВРГ	
Номинальные	Мощность (кВт)				115	
	Ток (А)			80 / 40	500 / 140	
	Напряжение (В)			230 / 320	230 / 320	

фидеры

5секция										6секция				
1	2	5	6	7	8	9	10	11	12	2	3	4	5	6
2	501	п/ст 20	1	35	701	3	200	17	200	п/ст 20	501	701	1	200 - 701
580	750	750	580	350	675	540	675	350	675	750	750	675	500	600
600	750	975	600	450	875	700	800	450	800	975	790	875	750	600

И2.2 – Основные электродвигатели высокого и среднего напряжения:
типы; производители; год выпуска; технические паспортные данные.

И2.3 – Основные выключатели высокого и среднего напряжения: типы; производители; год выпуска; технические паспортные данные.

Перечень элегазовых и масляных выключателей ТЭЦ

№ п/п	Тип выключателя	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Ин А	Нормативный срок службы	Количество шт
1.	FKG 2S	AREVA T&D Франция	2007	9500	Нет данных	1
2.	FKG 2S	ALSTOM GRID Франция	2011	9500	Нет данных	1
3.	МКП-35	Уралэлектротяжмаш г. Свердловск	1966	1000	25 лет	2
4.	МГ-10	Уралэлектроаппарат г. Свердловск	1952	5000	25 лет	6
5.	МГГ-229	Уралэлектроаппарат г. Свердловск	1952	4000	25 лет	4
6.	МГГ-10	Уралэлектроаппарат г. Свердловск	1952	2000	25 лет	25
7.	ВМП-10	Уралэлектроаппарат г. Свердловск	1979	630	25лет	50
8.	ВМГ-133	Уралэлектроаппарат г. Свердловск	1949	630	25лет	56
9.	ВМГ-133	Уралэлектроаппарат г. Свердловск	1949	400	25лет	86

И2.4 – Краткое описание распределительных устройств

ОРУ -3шт.,35 кВ, ГРУ-1,2

ЗРУ-5 шт, 6 кВ

ЗРУ-1шт. с подстанциями 25шт.3 Кв

ЗРУ-1шт. РУСН с 10 секциями 3 кВ

РУ- 0,4 кВ ТЭЦ -17 шт.

Участок высоковольтных линий

ЗГПП-6,7,8,10 Кв - 47 подстанций

И3. – Сведения по эксплуатации оборудования:

ИЗ.1 – Информация об авариях (если они были), вызвавших существенные неисправности электротехнического, механического, измерительного оборудования и приборов. Указать их причины и последствия для дальнейшей эксплуатации оборудования.

Аварий не было.

ИЗ.2 – Системы пожаробезопасности для электротехнических установок, оборудования.

На каждом участке электрохозяйства находятся пенные, углекислотные огнетушители, ящики с песком. На мазутном хозяйстве находится пеногенератор, который начинает работать при поступлении сигнала от датчиков по повышению температуры, а также ручное включение. Пожаротушение кабельных каналов высоковольтных производится установкой пеногенератора, который начинает работать при поступлении сигнала от датчиков задымленности.

При возникновении пожара в корпусах, ТЭЦ, и на всей площадке по вызову телефона, а также поступлении сигналов от датчиков на центральный пульт пожарной охраны приезжают пожарные специализированные машины через 5 минут.

ИЗ.3 – Постановка дел по охране труда персонала, обслуживающего электротехническое оборудование на ТЭС.

При приеме на работу работник и проходит мед комиссию, проходит вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте, плановые инструктажи, внеплановые. Работы ремонтные работы производятся по нарядам –допускам и распоряжениям.

ПЕРЕЧЕНЬ

нормативной документации по охране труда, пожарной безопасности, подъемным сооружениям, газовому хозяйству, распространяющейся на деятельность электроцеха

ОТ	ПБ	№ п/п	Наименование инструкции	Номер инструкции
1		1.	Инструкция по охране труда для работающих в цехе №16.	16-001-2006
2		2.	Инструкция по охране труда электромонтеров ГЩУ.	16-002-2010
3		3.	Инструкция по охране труда электромонтера по обслуживанию электрооборудования электростанций.	16-003-2012
4		4.	Инструкция по охране труда электромонтера по ремонту аппаратуры релейной защиты и автоматики.	16-028-2006
5		5.	Инструкция по охране труда электромонтера по испытаниям и измерениям для работающих в цехе 16.	16-059-2006
	1	6.	Инструкция об организации эвакуации и оповещения персонала при пожаре.	16-ПБ-001-2007
	2	7.	Инструкция о мерах пожарной безопасности ГРП ТЭЦ.	16/ГР-1-ИЭ
	3	8.	Инструкция по пожарной безопасности электроцеха.	1-Э
		9.	Инструкция по обращению с ртутными отходами на предприятии	311-621-2008
6		10.	Общезаводская инструкция по охране труда и промышленной санитарии для работающих на ОАО «ЧМЗ».	934- 001-2009
	4	11.	Инструкция о мерах пожарной безопасности при применении бытовых электронагревательных приборов.	934-024-2010
7		12.	Инструкция по охране труда при работе на персональных компьютерах на ОАО «ЧМЗ».	110-031-2008
	5	13.	Инструкция о мерах пожарной безопасности при хранении, транспортировке и работе с ЛВЖ и ГЖ.	961-032-2005
	6	14.	Правила пожарной безопасности при эксплуатации бань-саун	ПРПБ-934-012
		15.	Инструкция о порядке выдачи лечебно-профилактического питания и молока.	934-034-2009
	7	16.	Инструкция о мерах пожарной безопасности на территории ОАО ЧМЗ.	934-037-2010
		17.	Инструкция рабочего по управлению ГПМ с пола.	110-37-111
		18.	Инструкция стропальщика по безопасному ведению работ грузоподъемными кранами.	110-037-112
	8	19.	Инструкция о порядке учета пожаров и загораний в ОАО «Чепецкий механический завод».	961-040-2006
		20.	Производственная инструкция о порядке осмотра и испытаний приставных лестниц и стремянок.	110-045-2008
	9	21.	Правила содержания, размещения, обслуживания и применения первичных средств пожаротушения в ОАО ЧМЗ	117-056-2008
		22.	Положение о порядке проведения работ повышенной опасности и допуска персонала сторонних организаций (цехов) для производства работ на территории действующего предприятия.	110-059-2008
8		23.	Инструкция по охране труда при работе с ручными электрическими машинами.	110-061-2007
9		24.	Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим на производстве.	934-075/1-2010
10		25.	Общезаводская инструкция по охране труда при работе на высоте и верхолазных работах.	934-077-2009
11		26.	Общезаводская инструкция по охране труда при проведении работ по уборке закрепленных территорий.	961-079-2009
	10	27.	Инструкция о порядке проведения временных огневых и других пожароопасных работ в ОАО «ЧМЗ».	961-093-2006
		28.	Инструкция по установлению границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности при эксплуатации электроустановок напряжением до и выше 1000 В между электроснабжающими подразделениями и подразделениями – потребителями электрической энергии, а также сторонними организациями.	937-01-2009
		29.	Инструкция по организации производства работ, связанных со вскрытием полов, перекрытий и стен.	937-02-2009
		30.	Инструкция по производству земляных работ на территории подразделений предприятия.	937-03-2009

ОТ	ПБ	№ п/п	Наименование инструкции	Номер инструкции
	11	31.	Инструкция о тушении пожаров на энергетических объектах предприятия.	109-4-2004
		32.	Инструкция производственная. Порядок безопасного производства работ, обязанности, права и ответственность электромонтеров по обслуживанию электрической части грузоподъемных машин (ГТМ).	937-005-2010
		33.	Инструкция производственная по организации и безопасному производству работ грузоподъемными машинами, механизмами вблизи воздушных линий электропередачи.	937-06-2009
		34.	Инструкция по безопасной эксплуатации устройств защиты от статического электричества.	934-014-2009
		35.	По безопасной организации и производству работ при измерении сопротивления изоляции электрооборудования мегаомметром	109-85-2007
	12	36.	Инструкция по содержанию и эксплуатации установок противопожарной защиты.	413-027-2007
		37.	Общезаводская инструкция о порядке действия работников ОАО «Чепецкий механический завод» в условиях возникновения (угрозы возникновения) химической аварии.	117-10/17
	13	38.	Инструкция по пожарной безопасности для дожимной компрессорной станции (ДКС) ТЭЦ.	16/ПБ-02-2007
		39.	Инструкция о порядке информирования о готовящихся, совершаемых или совершенных правонарушениях в отношении ОАО ЧМЗ и ДЗО	124/01
12		40.	Общезаводская инструкция по охране труда для лифтера	934-106-2011

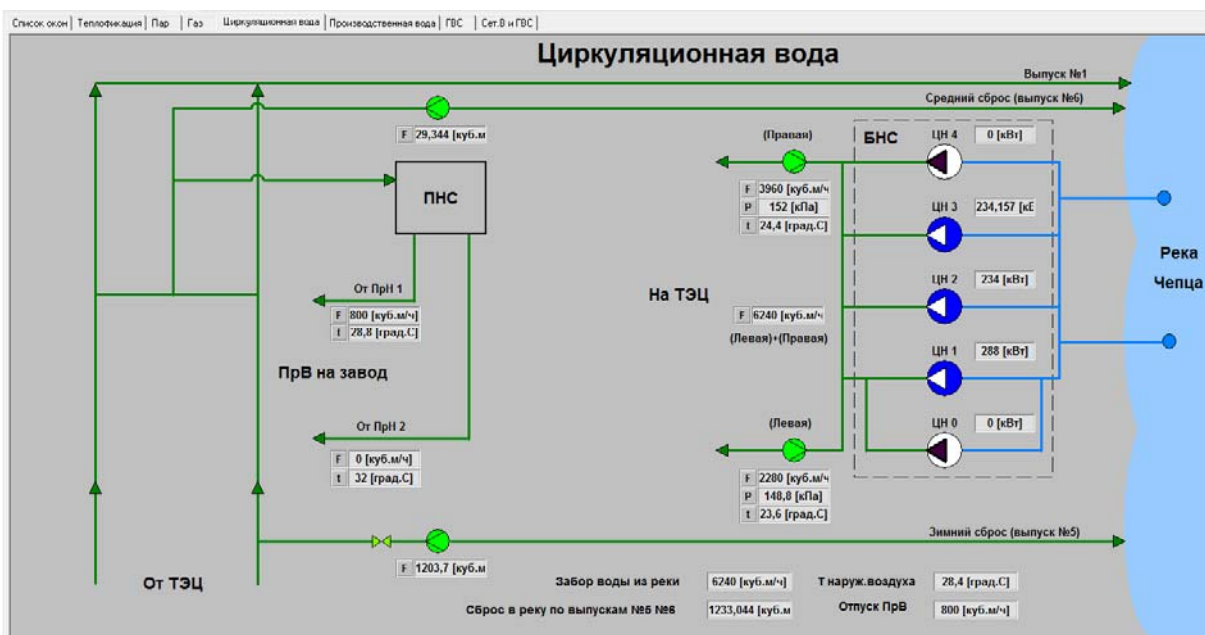
Раздел К. Системы охлаждения и технического водоснабжения.

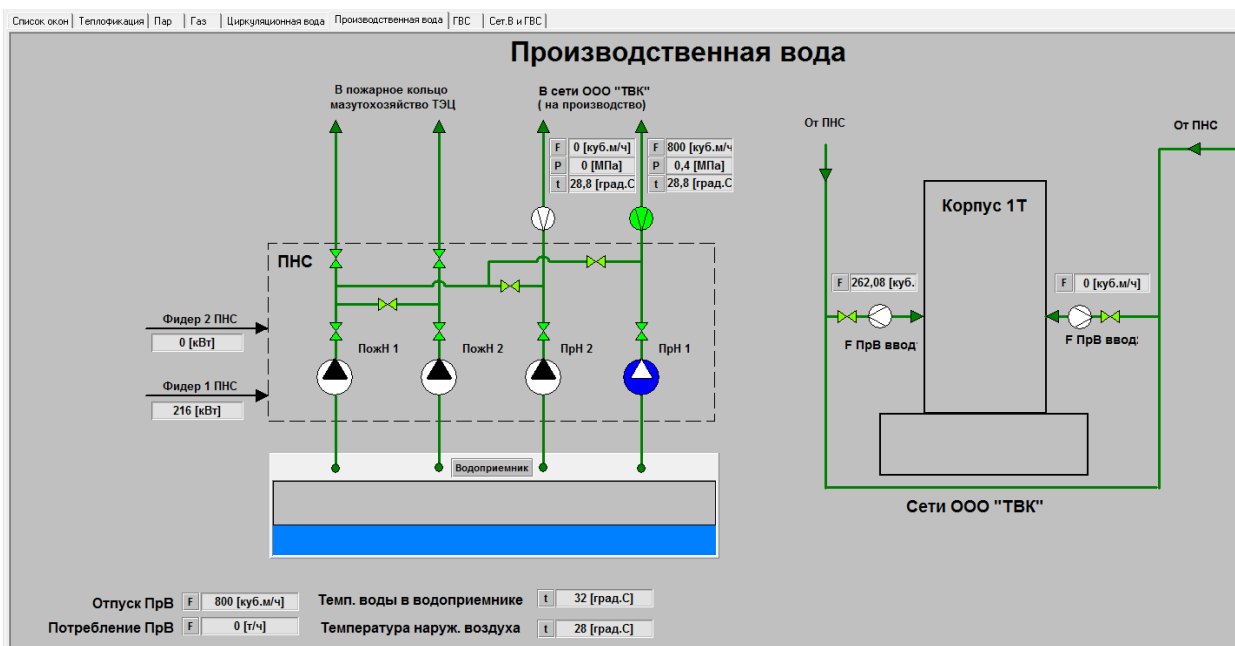
К1. – Система технического водоснабжения*:

Смотреть А1.10

*Указать сведения в соответствии с видом системы охлаждения.

К1.1 – Схема системы охлаждения энергетического оборудования ТЭС.





К1.2 – Источником воды для работы системы охлаждения, а также для подпитки системы является вода из р.Чепца. Качественные характеристики воды.

ЗАО «Энергокаскад»

1. Введение

В настоящее время на ОАО «ЧМЗ» в эксплуатации находится водоподготовительная установка (ВПУ), обеспечивающая получение умягченной воды в объеме 350 м³/ч для подпитки паровых котлов давлением до 40 кгс/см².

Исходной водой для ВПУ подпитки котлов является вода реки Чепцы, химический состав которой представлен Заказчиком и указан в табл. 1.

Таблица 1**Химический состав р.Чепцы**

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
1. Величина рН		7,6-8,6
2. Перманганатная окисляемость	мгО/л	5,1-14,6
3. Жесткость общая	мг-экв./л	4,8
4. Щелочность	мг-экв./л	5,2
5. Кальций	мг-экв./л	3,6
6. Магний	мг-экв./л	1,2
7. Натрий	мг-экв./л	1,1
8. Железо	мкг/л	300
9. Солесодержание	мг/л	320
10. Хлориды	мг-экв./л	0,52
11. Сульфаты	мг-экв./л	0,19

Технологическая схема существующей ВПУ: «коагуляция в осветлителях, фильтрация на механических (осветлительных) фильтрах, параллельное водород и натрий – катионирование, декарбонизация, натрий – катионирование второй степени».

Состав основного оборудования на существующей ВПУ представлен в табл.2.

ОАО «Чепецкий механический завод. Реконструкция ВПУ

5

К1.3 – Расход 8000 м³ и температура воды 3⁰С, поступающей на всасывание циркуляционных насосов для зимних условий, расход 3900 м³ и температура воды 25⁰С для летних условий.

К1.4 – Количество, тип, потребляемая мощность циркуляционных насосов.

Количество, тип, потребляемая мощность циркуляционных насосов.		
Оборудование	БНС	ПНС
Тип	20НДН (циркуляционный)	18НДС (производственный)
Производительность (м3/час)	3000	2000
Напор (Мпа)	0,23	0,35
Частота (с-1)	980	735
Мощность (кВт)	250	260
Кол-во (шт)	4	2
Тип	12НДС (циркуляционный)	12НДС (брызгальный)
Производительность (м3/час)	900	900
Напор (Мпа)	0,4	0,18
Частота (с-1)	980	980
Мощность (кВт)	125	55
Кол-во (шт)	1	2
Тип	РЛП-17/45-0 (вакуумный насос)	КВН-4 (вакуумный насос)
Производительность (м3/час)	3	3
Макс. Вакуум. (%)	90	90
Частота (с-1)	1450	1450
Мощность (кВт)	11	11,7
Тип	2НК (дренажный)	-
Производительность (м3/час)	25	-
Напор (Мпа)	0,23	-
Частота (с-1)	2900	-
Мощность (кВт)	14	-

К1.5 – Модернизация, реконструкция, ремонты системы охлаждения, указать сроки и конкретные выполненные мероприятия.

Название насоса	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания
Производственный №1	Текущий	19.01.2009	29.01.2009
Производственный №1	Текущий	23.07.2009	27.07.2009
Производственный №1	Текущий	22.12.2009	31.12.2009
Производственный №1	Текущий	25.01.2011	31.01.2011
Производственный №2	Текущий	27.01.2009	29.01.2009
Производственный №2	Текущий	16.02.2009	26.02.2009
Производственный №2	Текущий	23.07.2009	27.07.2009
Производственный №2	Текущий	22.12.2009	31.12.2009
Производственный №2	Текущий	26.01.2011	31.01.2011
Циркуляционный №0	Текущий	26.01.2009	29.01.2009
Циркуляционный №0	Текущий	23.07.2009	27.07.2009
Циркуляционный №0	Текущий	29.12.2009	31.12.2009
Циркуляционный №0	Текущий	11.02.2010	26.01.2010
Циркуляционный №1	Текущий	26.01.2009	29.01.2009
Циркуляционный №1	Текущий	23.07.2009	27.07.2009
Циркуляционный №1	Текущий	29.12.2009	31.12.2009
Циркуляционный №1	Текущий	24.01.2011	28.01.2011
Циркуляционный №2	Текущий	27.01.2009	29.01.2009
Циркуляционный №2	Текущий	02.02.2009	26.02.2009

Название насоса	Вид ремонта	Дата начала	Дата окончания
Циркуляционный №2	Текущий	23.07.2009	27.07.2009
Циркуляционный №2	Текущий	29.12.2009	31.12.2009
Циркуляционный №2	Текущий	21.02.2011	28.02.2011
Циркуляционный №3	Текущий	27.01.2009	29.01.2009
Циркуляционный №3	Текущий	24.02.2009	26.02.2009
Циркуляционный №3	Текущий	23.07.2009	27.07.2009
Циркуляционный №3	Текущий	07.12.2009	16.12.2009
Циркуляционный №3	Текущий	22.11.2010	07.12.2010
Циркуляционный №3	Текущий	21.11.2011	30.11.2011
Циркуляционный №4	Текущий	19.01.2009	29.01.2009
Циркуляционный №4	Текущий	23.07.2009	27.07.2009
Циркуляционный №4	Текущий	26.10.2009	30.10.2009
Циркуляционный №4	Текущий	29.12.2009	31.12.2009
Циркуляционный №4	Текущий	25.10.2010	29.10.2010
Циркуляционный №4	Текущий	11.10.2011	31.10.2011

K1.6 – Указать (если были) аварии системы охлаждения, их причины, последствия для дальнейшей эксплуатации оборудования на ТЭС.

Аварий не было

K1.7 – Тип и количество градирен. Основные технические характеристики градирен-градирни на ТЭЦ не предусмотрены проектом

Производственная насосной станции (ПНС) ТЭЦ.

К ПНС относятся: здание ПНС с установленным оборудованием, брызгальный бассейн с разбрызгивающим устройством. ПНС предназначена для обеспечения технической водой производственных нужд завода и ТЭЦ, а также для подачи воды в трубопровод пожарного кольца мазутного хозяйства ТЭЦ.

В здании ПНС установлены:

- два производственных насоса (ПрН) № 1 и 2:
- тип насосов - 18 НДС;
- производительность - 2000 м³/час;
- напор - 0,35 МПа (3,5 кгс/см²);
- число оборотов - 735 об/мин;
- мощность электродвигателя - 260 кВт.

Насосы центробежные, одноступенчатые, с горизонтальным разъемом, рабочее колесо двухстороннего входа. Опорами вала насоса служат два подшипника скольжения, смазка - турбинное масло, тип смазки – кольцевая;

- два брызгальных насоса (БрН) № 1 и 2:
- тип насосов - 12 НДС;

- производительность - 900 м³/час;
- напор насоса - 0,18 МПа (1,8 кгс/см²);
- число оборотов - 980 об/мин;
- мощность электродвигателя - 55 кВт;

Насосы центробежные, одноступенчатые, с горизонтальным разъемом, рабочее колесо двухстороннего входа. Опорами вала насоса служат два подшипника качения, смазка – солидол;

- два пожарных насоса (ПожН) № 1 и 2:
- тип насоса -10Д - 6 – 60;
- производительность - 600 м³/час;
- напор насоса - 0,7 МПа (7,0 кгс/см²);
- число оборотов -1450 об/мин;
- мощность электродвигателя -160 кВт.

Насосы центробежные, одноступенчатые, с горизонтальным разъемом, рабочее колесо двухстороннего входа. Опорами вала насоса служат два подшипника качения, смазка – солидол;

- два ротационных водокольцевых вакуумных насоса (ВН) № 1 и 2.
- тип насоса - КВН – 4;
- максимальная производительность - 3 м³/мин;
- максимальный вакуум - 90%;
- число оборотов - 1450 об/мин;
- мощность электродвигателя - 11,7 кВт.
- В качестве рабочей воды на вакуумных насосах используется техническая вода из коллектора собственных нужд ПНС. В качестве резервной – хозяйственно-питьевая вода.

Брызгальный бассейн представляет собой бетонный прямоугольный резервуар глубиной 2 м для сбора охлажденной воды, резервуар имеет отстойник глубиной 5,5 м, приёмные отсеки брызгальных и производственных насосов, по краям бассейна сделан лоток, отстойник предназначен для очистки охлажденной воды от взвешенных частиц путем отстоя. В отстойнике смонтирована переливная труба, через которую сливается вода, при его переполнении, в средний сбросной циркуляционный водовод после колодца ЦС- Для слива воды из бассейна во время его чистки в переливную трубу под

уровнем воды врезан трубопровод с задвижкой. Задвижка при нормальной работе бассейна должна быть закрыта;

- приемные отсеки производственных и брызгальных насосов представляют из себя бетонные резервуары, соединенные проемами: приемный отсек производственных насосов - с отстойником, приемный отсек брызгальных насосов - с лотком. Приемные отсеки производственных и брызгальных насосов между собой соединены проемом, нормально закрытым шандорой. Данный проем используется для обеспечения завода и ТЭЦ технической водой в период чистки бассейна;

–4- лоток предназначен для подвода воды в приемный колодец брызгальных насосов и отвода воды в бассейн в период, когда не работают брызгальные насосы, для этого лоток соединен с бассейном проемами, закрываемыми шан-дорами.

– Разбрызгивающее устройство состоит из двух коллекторов, расположенных над бассейном, на которых установлены разбрызгивающие сопла.

Циркуляционная вода из подпорного колодца среднего сбросного водовода ЦС-2 поступает в лоток, затем в приемный отсек брызгальных насосов и подается в разбрызгивающее устройство брызгальными насосами. Охлажденная за счет частичного испарения вода после разбрызгивания собирается в бассейне, откуда она поступает в отстойник, затем в приемный отсек производственных насосов. Производственными насосами вода подается на нужды завода и ТЭЦ.

В период, когда брызгальные насосы не работают, вода из приемного колодца брызгальных насосов по лотку через открытые проемы поступает в бассейн, откуда попадает в отстойник и далее в приемный колодец производственных насосов. Кроме того, при необходимости, в бассейн можно подать воду из правого напорного циркуляционного трубопровода.

Пожарные насосы забирают воду из приемного отсека брызгальных насосов и подают воду в трубопровод пожарного кольца мазутного хозяйства в период тушения пожара. Нормально пожарное кольцо мазутного хозяйства находится под давлением технической воды от трубопровода после производственных насосов.

ПНС оборудована вакуумной системой для поддержания под заливом резервных насосов и заполнения насосов водой после ремонта и в других случаях.

Вакуумная система состоит из двух вакуумных насосов и вакуумного коллектора. Вакуумный коллектор соединен с верхними частями всасывающих камер производственных, брызгальных, пожарных насосов и всасами вакуумных насосов. Вакуумные насосы откачивают воздух из вводимого в резерв после ремонта насоса, при этом он заполняется водой. После отключения вакуумного насоса вакуум в коллекторе поддерживается за счет работающего производственного насоса.

Для подачи воды на охлаждение подшипников и уплотнение сальников производственных, брызгальных и пожарных насосов в помещении насосной смонтирован коллектор собственных нужд. К коллектору осуществлен подвод воды от напорных трубопроводов обоих производственных насосов.

Задвижки на напоре производственных насосов оборудованы электрическими приводами.

Производственные насосы снабжены схемой автоматического включения резерва (АВР).

К1.8 – Средства борьбы с растительными, биологическими, химическими, механическими загрязнениями системы охлаждения

Не предусмотрено проектом по причине отсутствия загрязнений.

К1.9 – Планируемые мероприятия по модернизации системы охлаждения на ближайшие пять лет.

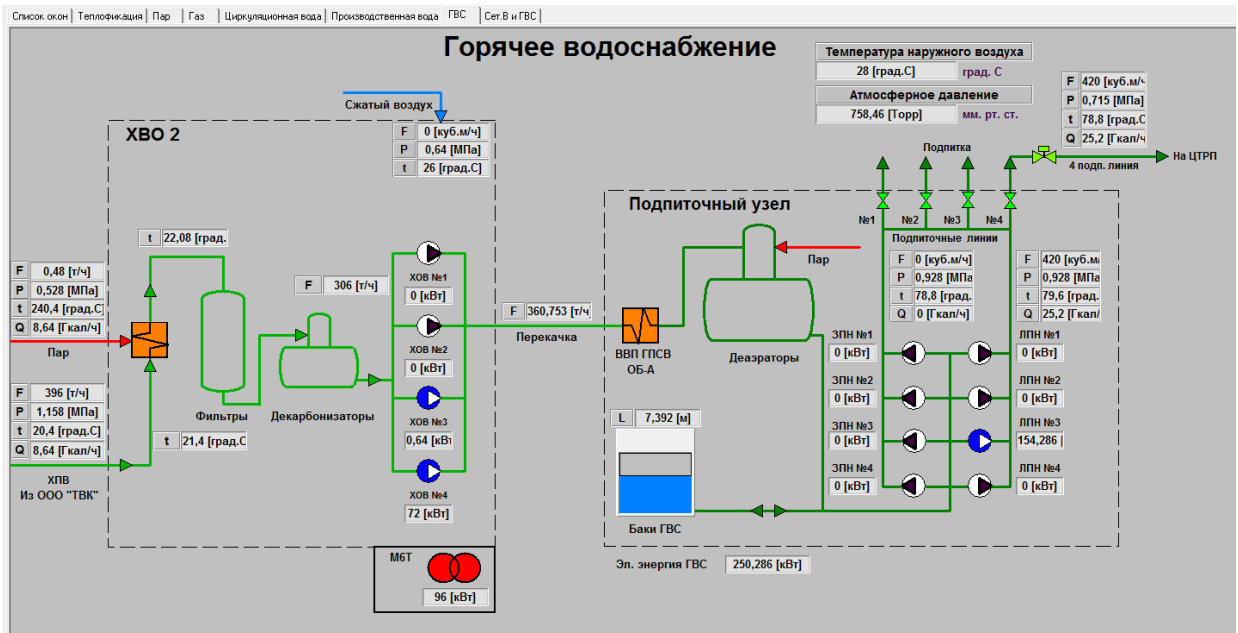
Не планируется.

К2. – Система ВПУ:

К2.1 – Компоновка оборудования хим. цеха, складов для хранения хим. реагентов:

Кислоты хранятся в кислотном складе в отдельном здании 36т, остальные хим.реагенты хранятся в отдельном здании 28т.

К2.2 – Принципиальная схема ХВО.



К2.3 – Производительность, типы основных ВПУ, входящих в ХВО:

Для подготовки воды для подпитки паровых котлов на ТЭЦ имеется химводоочистка ХВО-1 производительностью 350 тонн в час, для подготовки подпиточной воды теплосети имеется ХВО-2 производительностью 1250 тонн в час.

И2.4 – Качественный состав воды на входе/выходе ХВО.

№№ пп	Наименование контрольных точек	Жест- кость, мкг- экв/л	Щелоч- ность, мкг- экв/л	Солесо- держание, мг/л	Прозрач- ность, см	Темпе- ратура, 0С	за		15.07.11		Ик, (мг- экв/л) ²
							рН	Кисло-род, мкг/л	Угле- кислота, мг/л	Хлориды, мг/л	
1.	Вода сырая		4510		61	18					
2.	Вода осветленная		4170		70						
3.	Вода хим. очищенная	0,005	263		70					20,6	
4.	Вода хим. очищенная гл. корпус		248	68						4,55	
24.	Хозпитьевая	3780	3580								
25.	Подпитка хим. цеха	1070	2180							2,20	
29.	Подпитка	717	1883			85	8,98	10		отс.	1,35
	Среднее значение			31,5							

К2.5 – Хим. реагенты, используемые в ХВО. Годовой расход хим. реагентов на ТЭС.

Хим. реагенты, используемые в ХВО. Годовой расход хим. реагентов на ТЭС									
2009									
ХВО №	Серная кислота (H ₂ SO ₄), т	Известковое молоко (CaOH ₂), т	Соль (NaCl), т	Глинозем (Al ₂ SO ₄) ₃	Тринатрий фосфат (Na ₃ POH), т	Полифосфат натрия (Na(PO ₃)N _x H ₂ O)	Смола ионнообменная (Ку 2-8), т	Триполифосфат натрия (Na ₅ PO ₃ O ₁₀), т	Едкий натрий (NaOH), т
ХВО 1	387,59	30,94	276,00	96,00	1,98	0,93	6,00	0,00	0,00
ХВО 2	284,30	16,10	226,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого:	671,89	47,04	502,00	96,00	1,98	0,93	6,00	0,00	0,00
Год	2010								
ХВО №	Серная кислота (H ₂ SO ₄), т	Известковое молоко (CaOH ₂), т	Соль (NaCl), т	Глинозем (Al ₂ SO ₄) ₃	Тринатрий фосфат (Na ₃ POH), т	Полифосфат натрия (Na(PO ₃)N _x H ₂ O)	Смола ионнообменная (Ку 2-8), т	Триполифосфат натрия (Na ₅ PO ₃ O ₁₀), т	Едкий натрий (NaOH), т
ХВО 1	381,27	34,50	190,00	68,66	1,90	0,90	20,00	0,00	1,90
ХВО 2	314,84	20,80	320,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого:	696,12	55,30	510,00	68,66	1,90	0,90	20,00	0,00	1,90
Год	2011								

Хим. реагенты, используемые в ХВО. Годовой расход хим. реагентов на ТЭС									
В-во	Серная кислота (H ₂ SO ₄), т	Известковое молоко (CaOH ₂), т	Соль (NaCl), т	Глинозем (Al ₂ SO ₄) ₃	Тринатрий фосфат (Na ₃ POH), т	Полифосфат натрия (Na(PO ₃)N _x H ₂ O	Смола ионнообменная (Ку 2-8), т	Триполифосфат натрия (Na ₅ PO ₃ O ₁₀), т	Едкий натрий (NaOH), т
ХВО 1	418,03	34,80	270,00	75,40	1,91	0,40	0,00	0,42	2,85
ХВО 2	353,29	27,60	406,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого:	771,32	62,40	676,00	75,40	1,91	0,40	0,00	0,42	2,85
Итого по 3 годам ХВО 1	1186,89	100,24	736,00	243,06	5,79	2,23	26,00	0,42	4,75
Итого по 3 годам ХВО 2	952,43	64,50	952,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого по 3 годам	2139,33	164,74	1688,00	243,06	5,79	2,23	26,00	0,42	4,75

К2.6 – Контроль поставок, использования, условий хранения, качества хим.реагентов.

Поставки осуществляются согласно плана поставок по договору, качество соответствует пунктам договора. Хранение осуществляется в специально отведённых корпусах.

К2.7 – Качественный состав воды и других продуктов, сбрасываемых из системы технического водоснабжения (по экологическим показателям).

Смотреть М1.4

Раздел Л. Станционные системы очистки вредных выбросов

Л1. – Система очистки дымовых газов:

Л1.1 – Схема очистки дымовых газов до удаления их в дымовую трубу: дымовые газы на выходе из котлов проходят через батарейные циклоны.

Л1.2 – Тип циклонов: ЦКТИ, количество: 208 на каждый котёл

Л1.3 – Тип, количество, производитель пылеулавливающих фильтров : не предусмотрено конструкцией.

Л1.4 – Система очистки от окислов серы: тип; производитель; эффективность очистки; побочные продукты: не предусмотрено конструкцией.

Л1.5 – Система очистки от окислов азота: тип; производитель; эффективность очистки; побочные продукты: не предусмотрено конструкцией.

Л1.6 – Эффективность очистки дымовых газов от вредных твёрдых, жидких, газообразных веществ: нормативы не превышаются.

Л1.7 – Годовое количество выбрасываемых вредных газовых и механических компонент с дымовыми газами в окружающую среду.

Суммарный годовой расход загрязняющих, вредных выбросов (по каждому компоненту), в окружающую – воздушную, водную, наземную - среду с ТЭЦ.				
Год	2009	2010	2011	Итого за 3 года
В-во	т	т	т	т
Азота диоксид	388,4	429,981	402,882	1221,263
Азота оксид	63,1	69,823	65,469	198,392
Серы диоксид	767,0872	777,05	846,971	2391,1082
Углерода оксид	0	0	0	0
Зола угольная	280,62	239,546	305,577	825,743
Зола мазутная	0,7598	0,846	0,376	1,9818
Железа оксид	0,000307	0	0	0,000307
Марганец и его соед.	0,0000273	0	0	0,0000273
Хром шестивал.	0,0000033	0	0	0,0000033
Диоксид азота	0,0000291	0	0	0,0000291
Оксид углерода	0,0001437	0	0	0,0001437
Водород фтористый	0,0000615	0	0	0,0000615
Пыль неорганическая	0,0000144	0	0	0,0000144
Кислота серная	0,0000076	0,0000076	0,0000076	0,0000228

Л1.7 – Уровень надёжности системы очистки дымовых газов-100%.

Л1.8 – Система непрерывного мониторинга за выбросами дымовых газов, краткое описание:

раз в месяц производится забор экологической службой завода проб на анализы.

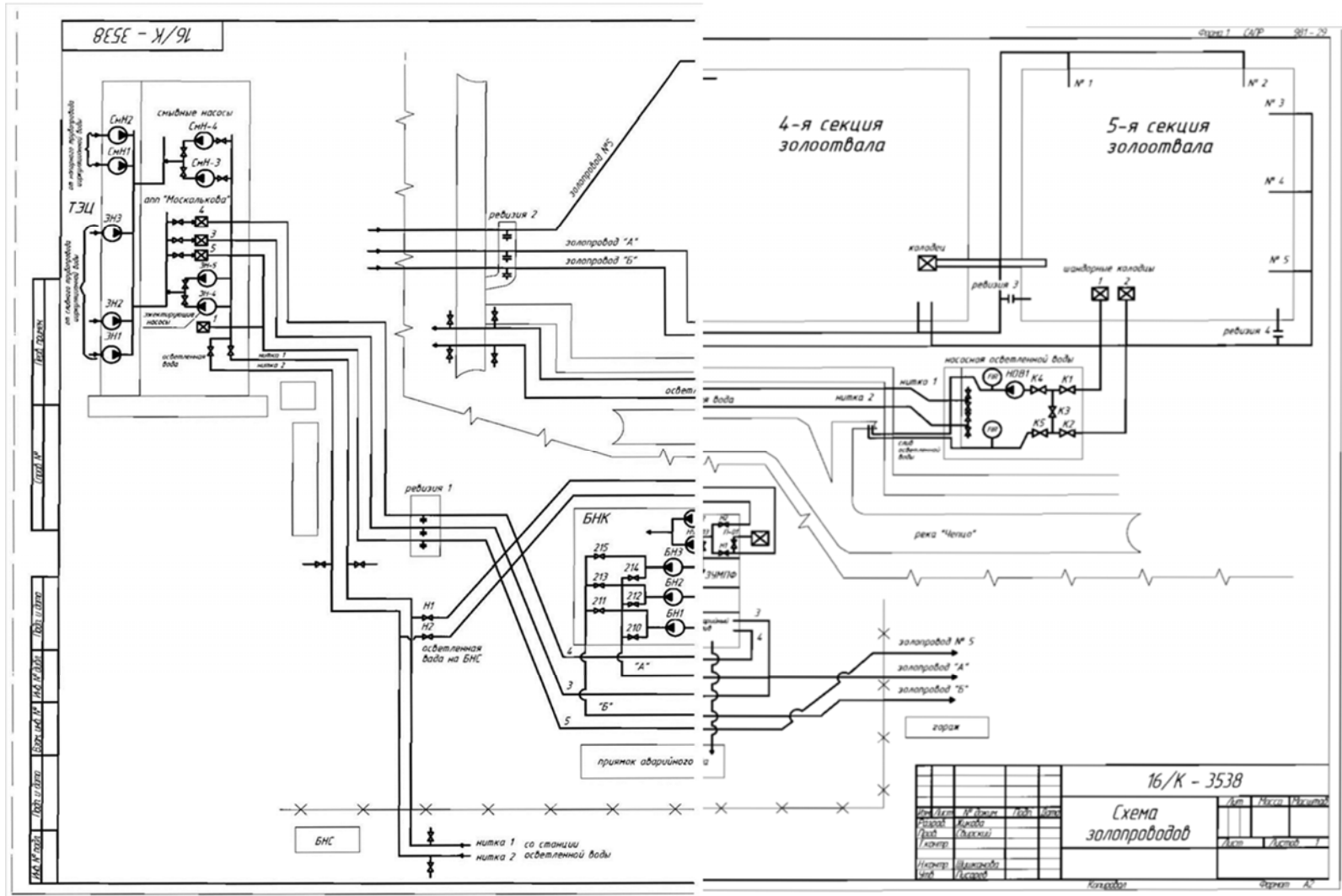
Л1.9 – Модернизация, ремонты системы очистки дымовых газов:
не планируется.

Л1.10 – Планируемые мероприятия по модернизации системы очистки дымовых газов на ближайшие пять лет:
не планируется.

Л2. – Система золошлакоудаления:
См.Д3.8

Л2.1 – Схема станционной системы золошлакоудаления. Ёмкость золоотвала -1 млн.800 тыс.м³.

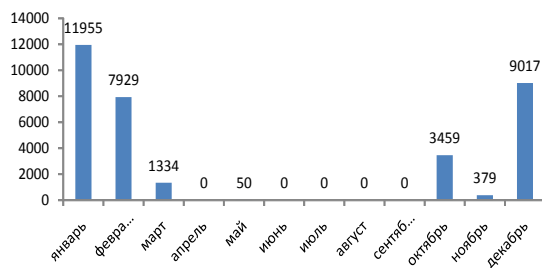
3 600 тыс.т.



Л2.2 – Годовой выброс золы и шлака на золошлакоотвал,
 Годовой выброс золы 5-6 тыс.т

Расход угля, тонн

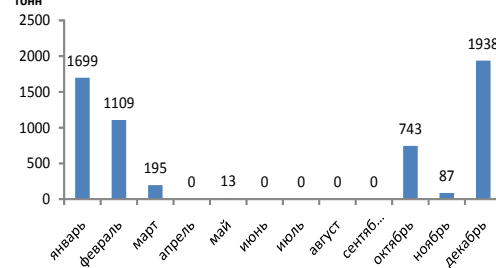
2009 г.



Расход угля за 2009 год - 34123 тонны

Отложено золы на золоотвале, тонн

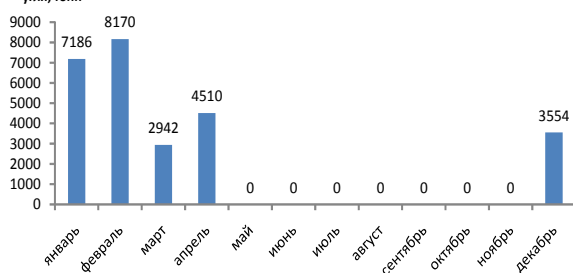
2009 г.



Отложено золы за 2009 год - 5784 тонны

Расход угля, тонн

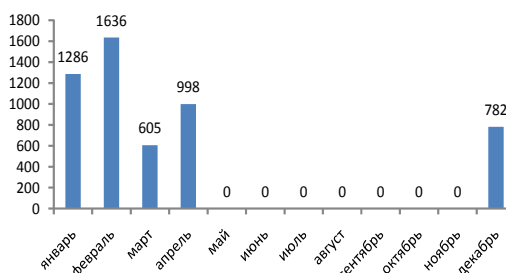
2010 г.



Расход угля за 2010 год - 26362 тонны

Отложено золы на золоотвале, тонн

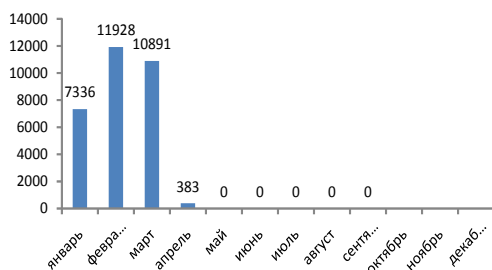
2010 г.



Отложено золы за 2010 год - 5307 тонн

Расход угля, тонн

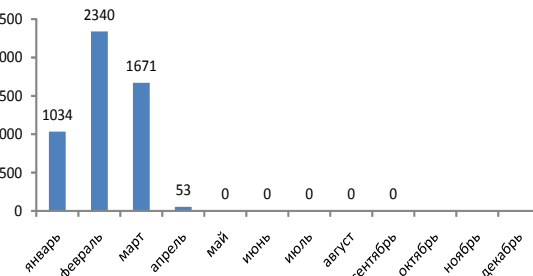
2011 г.



Расход угля за 2011 год (январь-апрель) - 30538 тонн

Отложено золы на золоотвале, тонн

2011 г.



Отложено золы за 2011 год (январь-апрель) - 5098 тонн

В 2009 году сжигался Кузнецкий уголь с зольностью Ar = 14%, в 2010 году сжигался уголь Воркутинский с зольностью Ar = 22%, это объясняет значения отложенной золы больше в 2010 году по сравнению с 2009 годом при меньшем сжигании топлива.

Л2.3 – Схема золоотвала и обслуживающих систем по возврату очищенных вод.

См.л.2.1

Л2.4 – Предотвращение фильтрации вод из золоотвала, высыхания и пыления отдельных локальных участков отвала золы и шлака.

Сведения

о технических параметрах золоотвала и водозаборных сооружений ТЭЦ ЧМЗ

Золоотвал обеспечивает бесперебойное складирование золы и шлака, поступающих с ТЭЦ. Расположен на северо-западной окраине г. Глазова в пределах высокой левобережной поймы реки Чепца. Забор воды от существующего производственного водоснабжения ТЭЦ.

Золоотвал состоит из:

1 сооружений золоотвала

V секция золоотвала - 1994 год ввода в эксплуатацию, площадь объекта – 25 га, отходы, разрешенные к размещению – зола, шлак; вместимость – 3 600 000 т, мощность – 60 тыс.т/год; накопление – 800 000 т, система защиты окружающей среды – глиняный замок (противофильтрационный экран толщиной 1,8 м из глины и суглинков вскрытых пород Умского карьера), обваловка (высота дамбы определяется высотой максимального заполнения и равна в зависимости от рельефа 8,3 : 9,8 м; ширина по гребню 6,0 м, а заложение верхнего и низового откосов соответственно – и 2,5; наружный откос крепится посевом трав по слою растительного грунта толщиной 0,1 м), находится в эксплуатации.

2 Сооружения системы водоснабжения:

- Один ряжевый оголовок;
 - Один водоприемный колодец;
 - Насосная станция оборотного водоснабжения.
- 3 Сооружения системы гидротранспорта:
- Багерная насосная (для подкачки пульпы);
 - Золопроводы.

Золошлаковая пульпа в действующий золоотвал подается по 3 золопроводам из стальных труб: двум – Дн 325х9 мм и одной – Дн 273х9 мм. Золопроводы работают поочередно. Температура сбрасываемой пульпы позволяет эксплуатировать золопроводы в зимнее время без дополнительного обогрева и изоляции.

Объем отстойного пруда 120 тыс.м³ при сбросе золошлаковой пульпы 6000 м³/сутки и время пребывания воды в отстойном пруде при таком объеме равно 300 часов.

Очищенная вода после V секции золоотвала по выпуску № 3 сбрасывается в реку Чепца (два трубопровода Дн 300 мм). На выпуске № 3 установлен узел коммерческого учета.

Л2.5 – Анализ хим. состава золошлаковых отходов в золоотвале не производится.

Л2.6 – Эксплуатация системы золошлакоудаления в зимних условиях. Температура сбрасываемой пульпы позволяет эксплуатировать золопроводы в зимнее время без дополнительного обогрева и изоляции.

Л2.7 – Планируемые мероприятия по модернизации системы золошлакоудаления на ближайшие пять лет. Не планируется.

Л3. – Система очистки сточных вод:
Смотреть М1.4

Л3.1 – Схема системы очистки сточных вод проектом не предусмотрено.

Л3.2 – Краткое описание технологии очистки сточных вод от масел, нефтепродуктов, хим. реагентов, механических частиц. смотреть М1.4.

Л3.3 – Эффективность работы системы очистки сточных вод. смотреть М1.4.

Л3.4 – Планируемые мероприятия по модернизации системы очистки сточных вод на ближайшие пять лет не предоставлено.

Раздел М. Экологические показатели работы ТЭС

М1. – Экологические разрешения, согласования, результаты измерений:

М1.1 – Суммарный годовой расход загрязняющих, вредных выбросов (по каждому компоненту), в окружающую – воздушную, водную, наземную - среду с ТЭЦ.

Суммарный годовой расход загрязняющих, вредных выбросов (по каждому компоненту), в окружающую – воздушную, водную, наземную - среду с ТЭЦ.				
Год	2009	2010	2011	Итого за 3 года
В-во	т	т	т	т
Азота диоксид	388,4	429,981	402,882	1221,263
Азота оксид	63,1	69,823	65,469	198,392
Серы диоксид	767,0872	777,05	846,971	2391,1082
Углерода оксид	0	0	0	0
Зола угольная	280,62	239,546	305,577	825,743
Зола мазутная	0,7598	0,846	0,376	1,9818
Железа оксид	0,000307	0	0	0,000307
Марганец и его соед.	0,0000273	0	0	0,0000273
Хром шестивал.	0,0000033	0	0	0,0000033
Диоксид азота	0,0000291	0	0	0,0000291
Оксид углерода	0,0001437	0	0	0,0001437
Водород фтористый	0,0000615	0	0	0,0000615
Пыль неорганическая	0,0000144	0	0	0,0000144
Кислота серная	0,0000076	0,0000076	0,0000076	0,0000228

M1.2 – Осреднённые шумовые характеристики ТЭС в ночное/дневное время для зимних и летних условий. Представить схему месторасположения приборов для акустического мониторинга воздействия ТЭС, краткое описание оборудования, применяемого для такого мониторинга.

Контроль характеристик ТЭЦ производится в составе предприятия по Программе производственного экологического контроля ОАО ЧМЗ утверждённой генеральным директором.

Акустические расчеты ожидаемых уровней шума от источников предприятия выполнялись в соответствии с требованиями СНиП 23-03-03 «Защита от шума».

Исходными данными для расчета уровней шума при работе вентиляционного и технологического оборудования, движении автотранспорта являются акустические справочные данные об уровнях шума вентиляционного оборудования и автотранспорта.

Суммарные эквивалентные уровни звука от источников рассматриваемых объектов в дневное время суток на границе жилой зоны составляют 52,14 дБА в дневное время и 30,27 дБА в ночное время, на СЗЗ - 50,53 дБА в дневное время и 44,76 дБА (при нормативе 55 дБА для дневного времени, 45 дБА в ночное время).

Таким образом, результаты акустического расчета шума свидетельствуют, что уровни звукового давления от источников предприятия на границе

предлагаемой санитарно-защитной зоны, на границе жилой зоны, не превысят предельно допустимых СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», для ночного и дневного времени суток.



Схема мест расположения приборов контроля экологической обстановки.

М1.3 – Представить копии экологических разрешений на все виды вредных, загрязняющих выбросов с ТЭС.

Экс № 1

РАЗРЕШЕНИЕ № 1

НА СБРОС ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

На основании приказа Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.07.2009 г. № 38-у

Открытое акционерное общество
«Чепецкий механический завод»
полное наименование, организационно-правовая форма

427620, УР, г. Глазов, ул. Белова, 7
место нахождения

№ 1021801092158
государственный регистрационный номер записи о создании юридического лица

ИНН 1829008035
идентификационный номер налогоплательщика

разрешается осуществлять сброс загрязняющих веществ в составе сточных вод в водные объекты – реку Чепца:

по выпуску № 3 – в период с "21" июля 2009 г. по "14" апреля 2014 г.
по выпуску № 5 – в период с "21" июля 2009 г. по "14" апреля 2014 г.
по выпуску № 6 – в период с "21" июля 2009 г. по "14" апреля 2014 г.

Перечень и количество загрязняющих веществ по выпуску сточных вод указаны в приложении (на 2 страницах) к настоящему разрешению, являющемуся его неотъемлемой частью.

Дата выдачи разрешения: "21" июля 2009 г.

И.о. заместителя руководителя
Западно-Уральского управления
Ростехнадзора



А.Б. Соловьев

**Федеральная служба
по экологическому, технологическому и атомному надзору**
Управление по технологическому и экологическому надзору
Ростехнадзора по Удмуртской Республике

**Разрешение № 75
на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух**

На основании приказа Управления по технологическому и экологическому надзору
Ростехнадзора по Удмуртской Республике от 01.10.2007 N 10/676

Открытому акционерному обществу «Чепецкий механический завод»
для юридического лица - полное наименование, организационно-правовая форма
427620, Удмуртская Республика, г. Глазов, ул. Белова, 7
место нахождения

1021801092158 от 19 марта 2003 г. выданный Инспекцией МЧС России по городу Глазову
УР свидетельство №2031800461185 от 19.03.2003 г.

государственный регистрационный номер вписи о создании юридического лица;

ИНН 1829008035
идентификационный номер налогоплательщика

разрешается в период с "01" октября 2007 г. по "01" октября 2012 г.

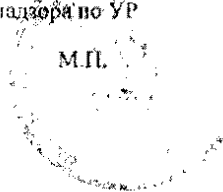
осуществлять выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

Перечень и количество вредных (загрязняющих) веществ, разрешенных к выбросу в
атмосферный воздух стационарными источниками, расположенными на
Промплощадке №1 по адресу г. Глазов, ул. Белова, 7.
Промплощадке №2 «Водолабор» на правом берегу р. Чепца, выше по течению г. Глазова,
Промплощадке №3 «Профилакторий» у д. Адам
наименования отдельных производственных территорий

указаны в приложениях (на 9 страницах) к настоящему разрешению, являющихся его
неотъемлемой частью.

Дата выдачи разрешения: "01" октября 2007 г.

Зам. руководителя Управления
по технологическому и экологическому
надзору Ростехнадзора по УР



Подпись

М.Ю. Чеботарев

М1.4 – Постановка дел на ТЭС по контролю и учёту всех видов выбросов в водную, наземную и воздушную среду. Схемы и технологии анализа выбросов с ТЭС в окружающую среду: месторасположение отборов проб; обеспечение

представительности проб; типы приборов; точность измерений концентраций вредных компонентов; уровень профессиональной подготовки операционного персонала, осуществляющего экологический контроль функционирования ТЭС.

Деятельность ОАО ЧМЗ в области использования и мониторинга водного объекта – р. Чепца.

Использование водного объекта.

ОАО ЧМЗ осуществляет использование участка водного объекта – р. Чепца для следующих целей:

- забор природной воды через производственный водозабор для нужд цехов предприятия и ТЭЦ-1 для охлаждения оборудования;
- сброс сточных вод в реку через три организованных выпуска № 3, 5, 6.

В таблице приведены данные по узлам учета водопотребления и водоотведения

Таблица

Тип прибора 1	Место установки 4
Расходомер-счетчик УРСВ ВЗЛЕТ МР	Производственный водозабор Здание 26Т (береговая насосная)
Расходомер-счетчик УРСВ ВЗЛЕТ МР	Производственный водозабор Здание 26Т (береговая насосная)
Расходомер-счетчик ЭРСВ-010 ЭМП-2	Выпуск № 3 V-я секция золоотвала ТЭЦ. Здание 70Т (насосная осветленной воды)
Расходомер-счетчик ЭРСВ-010 ЭМП-1	Выпуск № 3 V-я секция золоотвала ТЭЦ. Здание 70Т (насосная осветленной воды)
Расходомер с интегратором акустический «ЭХО-Р-02»	Выпуск № 5 Трубопровод зимнего сброса циркуляционной воды
Расходомер с интегратором акустический «ЭХО-Р-02»	Выпуск № 6 Трубопровод среднего сброса циркуляционной воды

Характеристика выпусков сточных вод

Выпуск № 3

В выпуск №3 сливается очищенная вода после золоотвала ТЭЦ. Для транспортировки золошлаковой пульпы на золоотвал также используется вода, ранее забранная из реки через БНС, т.е. часть воды или до или после конденсаторов турбин отбирается из циркуляционных водоводов и смывными и

эжектирующими насосами направляется в систему гидрозолоудаления. Далее из системы гидрозолоудаления багерными насосами золошлаковая пульпа подается на золоотвал, где шлак и зола оседают в чаше золоотвала, а очищенная вода сливается в р. Чепца через выпуск №3. Сброс в водный объект осуществляется через два безнапорных трубопровода протяженностью 70 м. D = 250 мм в канаву протяженностью 200 м (от места сброса до водного объекта), глубиной – 1,5 м, шириной – 2 м.

Выпуск 3 расположен на левом берегу р. Чепца на расстоянии 298 км от устья.

Очистные сооружения механической очистки представлены золоотвалом, предназначенным для отстаивания и осветления воды перед сбросом ее в реку Чепца через выпуск № 3. Для поддержания сооружения в рабочем состоянии проводят планово предупредительные ремонты. Годовая мощность очистных сооружений 2260,5 тыс. м³.

Категория качества сточной воды – нормативно очищенная.

Выпуски №№ 5,6

Выпуски №№ 5, 6 расположены в непосредственной близости друг от друга. Осуществление сброса сточных вод через выпуски №№ 5, 6 осуществляется на северо-востоке административной границы г. Глазова за чертой городской застройки. Выпуски граничат: с севера – береговая зона р. Чепца, с запада – основная промплощадка ОАО ЧМЗ, с востока – р. Чепца, с юга – территория береговой насосной станции ОАО ЧМЗ, частные гаражи.

Нормативно чистая, не требующая очистки, вода от охлаждения оборудования ТЭЦ-1 сбрасывается через выпуск № 5. Оголовок выпуска – безнапорный, берегового типа, трубопровод D = 300 мм длиной 200 м, выпуск сосредоточенный, оборудован бетонным лотком. Выпуск № 5 расположен на левом берегу р. Чепца на расстоянии 301 км от устья.

Нормативно чистая, не требующая очистки, вода от охлаждения оборудования ТЭЦ-1 сбрасывается через выпуск № 6. Оголовок выпуска - безнапорный, берегового типа, трубопровод D = 500 мм длиной 180 м, выпуск сосредоточенный, оборудован бетонным лотком. Выпуск № 6 расположен на левом берегу р. Чепца на расстоянии 300 км от устья.

*Учет водоснабжения, водоотведения, качественного
состава сточных вод*

На ОАО ЧМЗ учет забираемой воды ведется в соответствии с Порядком ведения собственниками водных объектов и водопользователями учета объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных вод и (или) дренажных вод, их качества, утвержденным приказом МПР РФ от 08.07.2009г. № 205.

Во исполнение данного Приказа в ОАО ЧМЗ и дочернем обществе выпущены приказы «Об организации учета водопотребления, водоотведения, качества сточных вод», которые устанавливают ведение журналов:

- журнал учета водопотребления средствами измерений;
- журнал учета водоотведения средствами измерений;
- журнал учета водопотребления (водоотведения) другими методами;
- журнал учета качества сбрасываемых сточных (дренажных) вод.

На основании записей данных журналов ОАО ЧМЗ ежеквартально в срок до 10 числа месяца следующего за отчетным кварталом представляет в Отдел водных ресурсов по УР Камского БВУ и Камское Бассейновое водное управление на бумажном носителе и в электронном виде отчеты по забору (изъятию) водных ресурсов из водного объекта и объемам сброса сточных вод, их качества.

Все выпуски сточных вод оснащены измерительными приборами.

Нормативно-разрешительная документация

В ОАО ЧМЗ разработаны «Нормативы допустимых сбросов вредных веществ микроорганизмов в поверхностный водный объект для ОАО ЧМЗ», на основании которых Западно-Уральским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору выдано Разрешение на сброс ЗВ в окружающую среду № 1 от 21.07.2010 г. сроком действия на 5 лет.

Забор воды из водного объекта осуществляется на основании Договора на водопользование № 18-00.00.00.000-Р-ДЗИО-С-2009-00042/00 от 02.02.2009 г

Сброс сточных вод в водный объект осуществляется на основании Решения на сброс № 42-с от 28 мая 2009 г., зарегистрировано за № 18-00.00.00.000-Р-РСБХ-С-2009-00067/00.

Процедура проведения мониторинга

На ОАО ЧМЗ разработана Программа регулярных наблюдений за состоянием р. Чепца и её водоохранной зоной, составлен график контроля сточной и природной воды. Ежегодно специалистами предприятия разрабатывается План природоохранных мероприятий по рациональному использованию водных ресурсов и охране водного объекта.

Все вышеуказанные документы прошли процедуру согласования в Министерстве природных ресурсов и охраны окружающей среды, а также в Отделе водных ресурсов по Удмуртской Республике Камского БВУ.

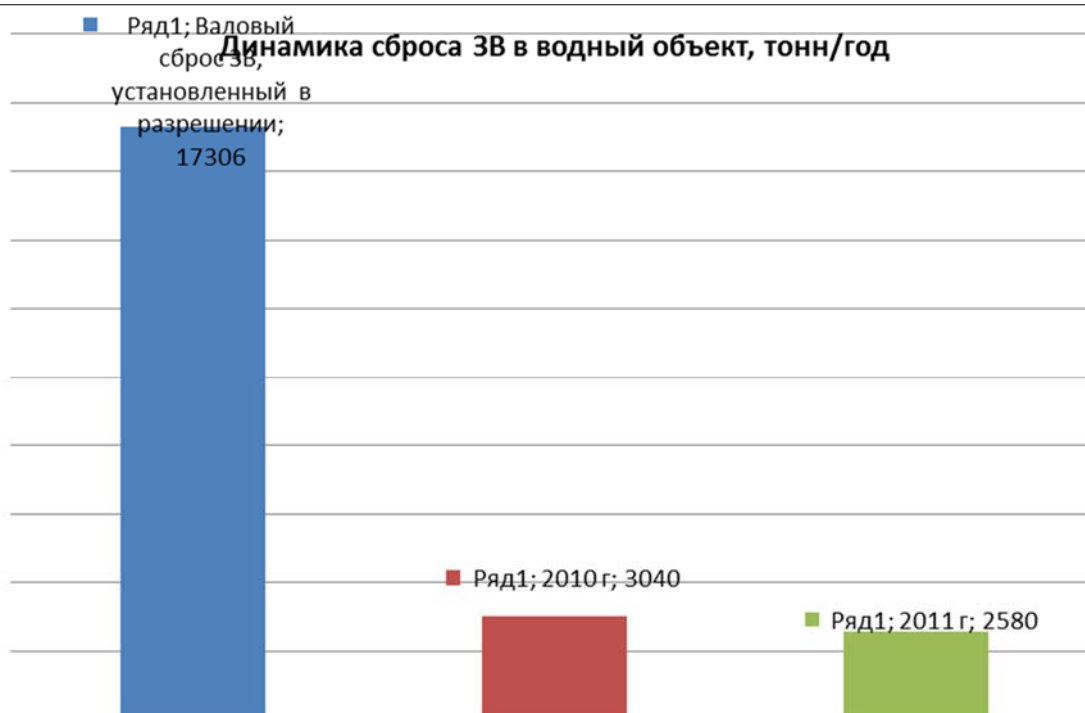
Ежегодно специализированной организацией ОАО институт «Удмуртгипроводхоз» проводятся измерения морфометрических характеристик и наблюдения за водоохранной зоной р. Чепца в местах водопользования ОАО ЧМЗ, что позволяет контролировать возможные изменения характеристик водного объекта, возникающих от деятельности предприятия.

Отбор проб и контроль за качеством природной воды р. Чепца и сточных вод осуществляет аккредитованная лаборатория ООО «Тепловодоканал» г. Глазов, а также аккредитованная лаборатория ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии № 41 Федерального медико-биологического агентства».

Специалисты группы охраны окружающей среды полученные результаты контроля оценивают на соответствие нормативным значениям. В случае необходимости, принимают решение о дополнительном проведении контроля содержания загрязняющих веществ в объектах окружающей среды на показатели, по которым выявлены превышения.

В случае выявления несоответствия силами специалистов группы охраны окружающей среды организуется проведение расследований несоответствия, установление подразделения, причастного к возникновению данного несоответствия в соответствии с действующей процедурой на предприятии.

Валовый сброс загрязняющих веществ



В 2011 году валовый сброс загрязняющих веществ, поступающих со сточными водами в водный объект составил 15 % от установленного норматива.

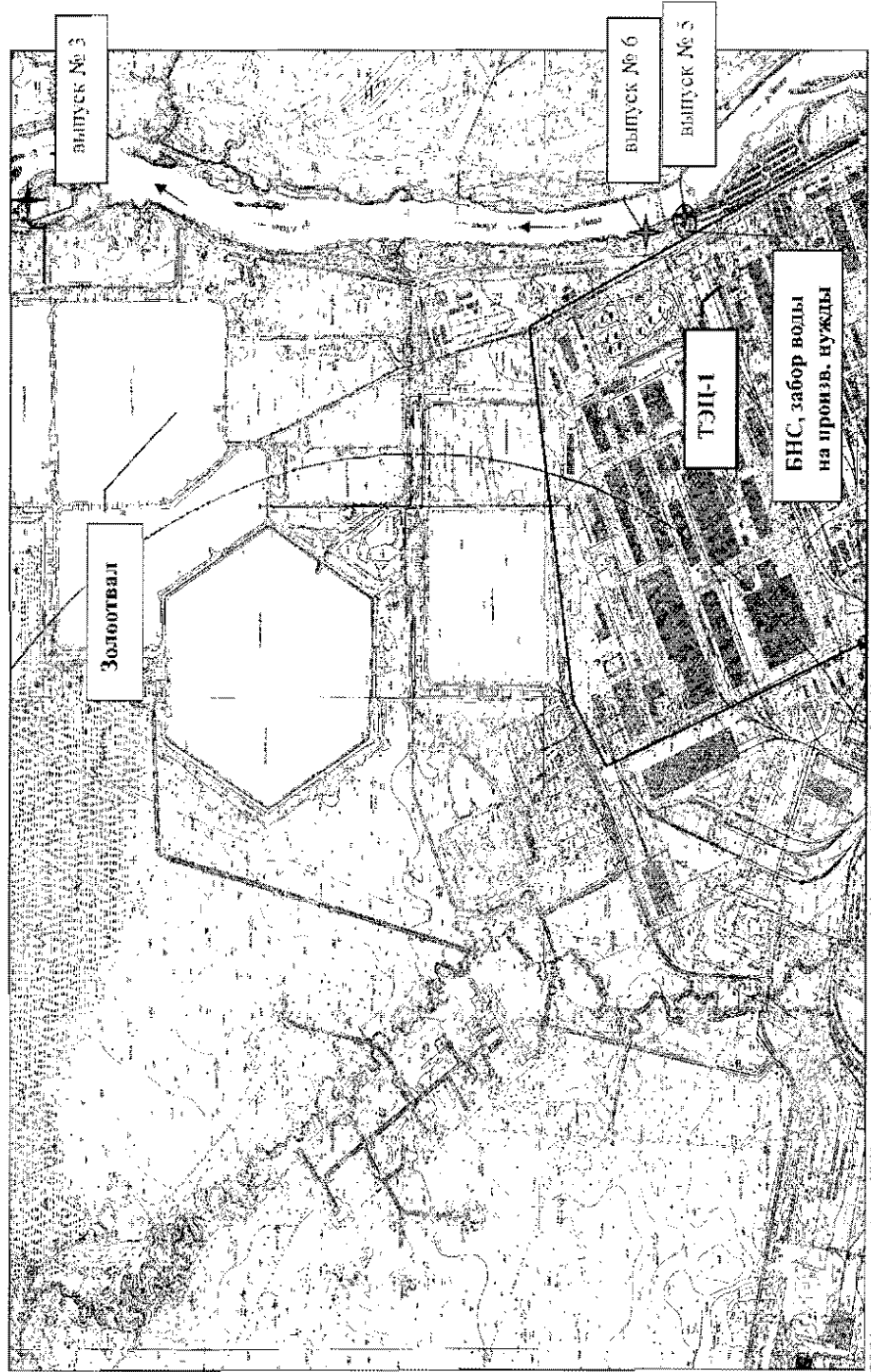
Структура сброса загрязняющих веществ представлена в таблице

Выпуск №	Наименование ЗВ	Класс опасности ЗВ	2011 год, тонна
3	Взвешенные в-ва	4	2,92
	БПК-5	-	1,02
	Хлориды	4	19,02
	Сульфаты	-	33,51
	Нефтепродукты	3	0,02
	Сухой остаток	-	277,88
5	Взвешенные в-ва	4	13,32
	БПК-5	-	2,83
	Хлориды	4	35,08
	Сульфаты	-	39,96
	Сухой остаток	-	814,23
6	Взвешенные в-ва	4	37,45
	БПК-5	-	4,62
	Хлориды	4	59,80
	Сульфаты	-	60,14
	Сухой остаток	-	1178,41

Фактические объемы сброса и качественный состав сточных вод приведены в госстатотчетности 2 ТП водхоз.

Графическое расположение выпусков представлены на схеме.

Расположение выпусков сточных вод ОАО ЧМЗ (Выпуски 3,5,6)



Ситуационный план

ОАО ЧМЗ



Экологические показатели ТЭЦ (воздух)

На ОАО ЧМЗ разработан проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ОАО «Чепецкий механический завод» на основании которого выдано разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух от 01.10.2007 года № 75.

Всего на предприятии установлено источников выброса загрязняющих веществ - 486, в том числе - 457 организованных, 29 - неорганизованных; на перспективу - 582.

Количество выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ - 109, групп суммации вредного воздействия - 20; на перспективу: загрязняющих веществ - 124, групп суммации вредного воздействия - 20;

Суммарный выброс загрязняющих веществ по предприятию составляет 8336,742 т/год, в том числе твердых - 1638,758 т/год, жидких/газообразных - 6697,984 т/год, на перспективу 8345,750 т/год, в том числе твердых - 1641,117 т/год, жидких/газообразных - 6704,633 т/год

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от предприятия представлены, в основном, веществами 2 и 3 класса опасности.

Критерием для определения размера санитарно-защитной зоны является непревышение на ее внешней границе и за ее пределами ПДК (предельно допустимых концентраций) загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест, в части химического воздействия.

Согласно проведенным расчетам, приземные концентрации загрязняющих веществ в контрольных точках:

- на границе жилой зоны концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают 0,85 ПДК с учетом фоновых значений и 0,96ПДК на перспективу;
- на границе расчетной санитарно-защитной зоны концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают 0,79 ПДК с учетом фоновых значений и 0,86ПДК на перспективу с учетом фоновых значений;
- увеличение концентраций по веществам, выбрасываемых ТЭЦ, при удалении от трубы и учитывая протяженность жилого сектора города Глазова до 3,5 км. в юго-восточном направлении (кратное 10-40 высот труб) не происходит.

Таким образом, в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» с изменениями N 1, утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 10.04.2008 N 25, для ОАО ЧМЗ обоснована возможность организации расчетной санитарно-защитной зоны размером:

–300 м -в северном, западном, восточном направлениях;

–30-40 м - в южном и юго-западном направлении (по границе жилой застройки);

Для окончательного решения вопроса установления размеров санитарно-защитной зоны, предприятию необходимо обеспечить проведение годичного мониторинга за состоянием атмосферного воздуха на границе расчетной санитарно-защитной зоны. Санитарные нормы не превышены и соответствуют нормативным показателям СН 2.2.4/2.1.8.562-96; мероприятия по снижению уровня звука не требуются.

Мониторинг выбросов вредных (загрязняющих) веществ на ТЭЦ ОАО ЧМЗ осуществляется расчетным методом в соответствии с РД 34.02.305 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу станций и установок ТЭС».

Так же в соответствии с процедурой нормирования предприятие проводит инструментальный контроль на источниках (ИЗА) выбросов диоксида азота. Результаты прилагаются (*Приложение 2*). Дополнительно на предприятие организован мониторинг состояния атмосферного воздуха на территории и вокруг промышленной площадки ОАО ЧМЗ. Результаты прилагаются. (*Приложение 3*). Мониторинг и измерения осуществляются аккредитованной лабораторией ЦГиЭ № 41 ФГБУЗ ФМБА России.

М1.5 – Представить типовые результаты измерений всех видов вредных выбросов с ТЭС, по каждому компоненту, а также данные по превышениям ПДК в выбросах ТЭС (копии соответствующих актов, предписаний надзорных организаций).

**ОАО «ЧЕПЕЦКИЙ МЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД»
ЛАБОРАТОРИЯ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ
СЛУЖБЫ РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

АТТЕСТАТ АККРЕДИТАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
№ РОСС RU.0001.511794 действителен до 16.12.2011
Юридический адрес: 427600, Удмуртская республика, г. Глазов, ул. Белова, 7
Тел. (34141) 542-47 Факс. (34141) 345-07

**ПРОТОКОЛ № 146-16-ПВ от 24.03.2011 г.
результатов измерений промышленных выбросов**

1 Сведения об отборе проб:

Дата: 23.03.2011 Цех № 16 Корп. (1) IT
Записи в журнале отбора проб № 934-35/2-53 от 23.03.2011

2 Нормативно-техническая документация, в соответствии с которой проводились измерения:

[1] ПНД Ф 13.1.4-97

3 Средства измерения:

Пробоотборное устройство ПУ-4Э	зав.№ 1635	годен до 04.2011
Термометр ТЛ-5	зав.№ 42	годен до 07.2011
Барометр М-67	зав.№ 561	годен до 08.2011
Термогигрометр ИВА-6	зав.№ 4244	годен до 04.2011
Фотоколориметр КФК-3	зав.№ 0200819	годен до 07.2011


4 Результаты измерений (приведены в таблице):

Регистрационный номер пробы	Номер источника выбросов	Место (точка) отбора / измерений	Определяемая характеристика	Дата измерения пробы	НД на методику измерений	Результат измерения, мг/м ³
Б-323 Б-324 Б-325	Ист. № 0023	от котла № 10	Сумма оксидов азота (в пересчете на азота диоксид)	24.03.2011	[1]	70 ± 14
Б-326 Б-327 Б-328	Ист. № 0024	от котла № 11	Сумма оксидов азота (в пересчете на азота диоксид)	24.03.2011	[1]	56 ± 11
Б-329 Б-330 Б-331		от котла № 12	Сумма оксидов азота (в пересчете на азота диоксид)	24.03.2011	[1]	60 ± 12
Б-332 Б-333 Б-334		от котла № 13	Сумма оксидов азота (в пересчете на азота диоксид)	24.03.2011	[1]	54 ± 11

Начальник лаборатории

 А.В. Черноскутов

Ответственный исполнитель прямых инструментальных измерений/отбора пробы:

 Т.А. Худина

Ответственный исполнитель измерений пробы:

 Т.А. Полянская

Дата оформления протокола 24.03.2011

Перепечатка и копирование настоящего протокола без разрешения лаборатории СРБ и ООС запрещается

Кол-во экз.	2	№ экз.	/
Стр.	1	из	1




**ФЕДЕРАЛЬНОЕ МЕДИКО-БИОЛОГИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ЗДРАВООХРАНЕНИЯ
"ЦЕНТР ГИГИЕНЫ И ЭПИДЕМИОЛОГИИ № 41 ФМБА РОССИИ"**

427620, Удмуртская республика, г. Глазов, ул. Мира, д. 22 Тел./Факс.: (34141) 3-54-03; E-mail: fmba-rus@udmnet.ru

ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР

Система аккредитации аналитических лабораторий Росстандарта.
Аттестат аккредитации № РОСС.RU.0001.518642 действителен до 19 октября 2016 г. _____

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ИЛЦ

 В.Н. Ушаков
«08» 06 2012 г.

ПРОТОКОЛ № 166

РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ

от « 08 » июня 2012 г.

г. Глазов

1. Наименование и адрес заказчика: ОАО «ЧМЗ»
2. Основание для проведения КХА: договор №934-47/1200 от 28.02.2012
3. Цель проведения КХА: контроль соблюдения нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ на источниках выбросов воздуха промышленных выбросов
4. Объект КХА:
5. Определяемый компонент: азота диоксид
6. Время отбора пробы: 08.06.2012 в 09⁰⁰-11⁰⁰
7. Место отбора пробы: цех 16 корпус 1Т труба
8. Время поступления пробы в ИЛЦ: 08.06.2012 в 11²⁰ Акт № 85 Шифр пробы 313-318
9. Время проведения анализа: 08.06.2012 с 12⁰⁰ до 15⁰⁰
10. Методы исследований (методики анализа и средства измерений):

М-18 «Методика выполнения измерений массовой концентрации оксидов азота в промышленных выбросах фотометрическим методом с реактивом Грисса»;

Фотозлектроколориметр КФК-3-01 зав. № 0401719, свидетельство о поверке № 0/12215-2 до 20.09.2012;

Весы лабораторные электронные ВР 221S зав. № 412166839, свидетельство о поверке № 0/1644004 до 28.11.2012;

Аспиратор ПУ-4Э, зав. № 4986, первичная поверка с завода изготовителя до 16.02.2013
Термометр ТТ зав. №66 клеймо о поверке до 06.2012г

стр. 1 из 2

Настоящий протокол не может быть воспроизведен без письменного разрешения руководителя ИЛЦ

РЕЗУЛЬТАТЫ КХА

шифр пробы	номер ВУ	номер источника	определяемый компонент	единицы измерения	результаты измерений, мг/м ³	контрольные уровни выбросов, мг/м ³
313	труба	котел13 0024	азота диоксид	мг/м ³	6,53±1,63	371,04
314	труба	котел13 0024	азота диоксид	мг/м ³	4,80±1,20	371,04
315	труба	котел13 0024	азота диоксид	мг/м ³	2,80±0,70	371,04
316	труба	котел12 0024	азота диоксид	мг/м ³	6,92±1,73	371,04
317	труба	котел12 0024	азота диоксид	мг/м ³	7,15±1,79	371,04
318	труба	котел12 0024	азота диоксид	мг/м ³	11,24±2,80	371,04

Руководитель работ

Зав. ФХЛ
должностьПомелова М.П.
расшифровка подписи

Исполнитель работ

Химик-эксперт
должностьГлаватских Т.В.
расшифровка подписи

стр. 2 из 2

Настоящий протокол не может быть воспроизведен без письменного разрешения руководителя ИЛЦ

М1.6 – Постановление дел на ТЭС по утилизации вредных выбросов в окружающую среду.

М1.7 – Планирование мероприятий по снижению экологически вредных отходов, выбросов в окружающую среду с ТЭС на ближайшие пять лет.

Выбор технического решения

Вариант увеличения мощности станции с использованием угля в качестве топлива не рассматривался в силу его очевидной нерентабельности. Расчеты показали, что применение газа, приобретаемого даже по коммерческим ценам, выгоднее, чем угля, который менее технологичен (как при транспортировке, так и при хранении его на складе), что сокращает оборачиваемость средств. Цена мазута очень высока, поэтому он рассматривается как аварийное топливо. Перевод оставшихся котлов на газ позволил бы решить только вопрос снижения себестоимости собственной генерации, но не увеличения мощности. Поэтому к рассмотрению были приняты 3 варианта с использованием газового топлива: новые паровой котел (на общий коллектор) и ПТУ; газотурбинная установка с паровым котлом-утилизатором (на общий коллектор); новый блок ПГУ. Выбору принципиального технического решения предшествовал анализ состояния существующего оборудования и возможности размещения нового, а также технико-экономический расчет эффективности различных вариантов. Разница в эффективности паросилового и парогазового цикла (более 15%) обусловила выбор парогазовой технологии, а ограничения по возможности размещения, объему инвестиций – выбор варианта с установкой в рамках существующей ТЭЦ (в главном корпусе на месте демонтированных котлов ТП-30) энергетического модуля «ГТУ – котел-утилизатор» с выработкой пара одного давления для подачи в общестанционный паровой коллектор. Исходя из необходимости обеспечить за счет газотурбинной надстройки годовую выработку около 200 млн кВт•ч и принимая коэффициент использования ГТУ на уровне не ниже 0,9 – получалось, что мощность установки должна составить порядка 25 МВт. Рассматривалась также возможность применения нескольких установок такой же общей мощностью. Но в связи с большими капитальными вложениями в данный вариант и более высокой удельной стоимостью эксплуатации ГТУ меньшей единичной мощности было принято решение применить одну газотурбинную установку мощностью 25 МВт. Рассмотрев предложения отечественных и зарубежных поставщиков ГТУ, выбрали установку SGT-600 производства

Siemens Industrial Turbomachinery AB (Швеция). При выборе ГТУ руководствовались следующими критериями:

- стационарный тип установки (а не конвертированный авиационный ГТД), т. е. газовая турбина должна быть специально разработана для энергетики;
- характеристики выхлопа соответствуют требованиям к параметрам пара;
- наличие многочисленных референций и продолжительного опыта эксплуатации;
- низкая стоимость жизненного цикла;
- ремонтпригодность (все виды ремонтов, включая капитальный, на месте эксплуатации);
- наличие в России сервисной службы поставщика ГТУ;
- конкурентоспособная цена оборудования;
- полное соответствие экологическим нормам (без использования впрыска воды или пара). Также для реконструкции ТЭЦ были приобретены: паровой котел-утилизатор ТКУ-14 производства Таганрогского котельного завода, дожимная компрессорная установка Frick 283S компании Togomont (Канада) и АСУ ТП верхнего уровня фирмы Honeywell (США). Генеральным проектировщиком был выбран С.-Петербургский государственный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Атомэнергопроект». Строительные и монтажные работы выполнила фирма «ТВЭЛ-Строй».

Основное оборудование

Газотурбинная установка. Газотурбинный двигатель установки SGT-600 состоит из газогенератора и силовой турбины, которые механически не взаимосвязаны. Это обеспечивает регулирование ГТУ в широких пределах при стабильно высокой эффективности. Газогенератор включает компрессор, камеру сгорания и турбину. Компрессор имеет 10 ступеней. Направляющие лопатки первых двух ступеней – регулируемые. Корпус единый, имеет горизонтальный разъем, что облегчает обслуживание и замену составляющих компонентов. Ротор компрессора – дискового типа. Камера сгорания – кольцевого типа. Впрыск топлива в горелки производится с помощью 18 топливных форсунок, зажигание – с помощью газовоспламеняющего устройства, с запальной горелкой. В системе сжигания топлива с «сухим» подавлением выбросов используются горелки DLE

второго поколения, работающие по принципу сжигания обедненной топливной смеси предварительного смешения. Уровень выбросов оксидов азота в диапазоне нагрузки от 65 до 100 % практически не изменяется, составляя не более 25 ppm. Двухступенчатая турбина компрессора включает статор с направляющими лопатками и ротор, соединенный с промежуточным валом. Силовая турбина – двухступенчатая, осевого типа. Номинальная частота вращения турбины 7700 об/мин. Силовой редуктор – с параллельными осями и шевронной зубчатой передачей. Ведущий вал на высокоскоростной ступени связан с силовой турбиной посредством гибкой муфты мембранного типа. Выходная мощность от низкоскоростного вала передается через внутренний торсионный вал к генератору с помощью жесткой фланцевой муфты. Синхронный 4-полюсный генератор переменного тока – типа AMS (производства ABB, Швеция). Расчетное напряжение 11 кВ, степень защиты генератора – IP 54. Газотурбинный двигатель, редуктор и генератор смонтированы на единой сборной раме. Для обеспечения необходимых шумовых характеристик для двигателя и редуктора предусмотрен звукоизолирующий кожух. Газотурбинная установка поставляется комплектно со всеми необходимыми вспомогательными системами, а также снабжена модулем электрооборудования и системы автоматического управления. Котел-утилизатор. Паровой котел-утилизатор ТКУ-14, спроектированный ОАО «Красный котельщик», предназначен для выработки перегретого пара температурой 440 °С и давлением 3,9 МПа за счет тепла отработанных газов ГТУ. Дожигание топлива в котле не предусматривается. Уходящие газы из котла поступают в существующую дымовую трубу ТЭЦ. Котел – самоопорный (состоит из одного корпуса П-образного профиля), газоплотный, рассчитан для работы под наддувом. Нагрузка котла определяется режимом работы газотурбинной установки. При номинальной нагрузке турбины он обеспечивает паропроизводительность 38 т/ч. Регулировочный диапазон нагрузок котла 100...50%. Питательная вода температурой 145 °С и давлением 5,5 МПа подается из коллектора ТЭЦ через узел питания в экономайзер котла-утилизатора. Испарительный контур котла с многократной принудительной циркуляцией обеспечивается двумя насосами, один из них – резервный. Пар после пароперегревателя поступает в стационарный паровой коллектор. Регулирование температуры пара осуществляется впрыском собственного конденсата. Для более полного использования тепла газов ГТУ и снижения

температуры уходящих газов до 100 °С в котле предусмотрен газовый подогреватель сетевой воды (ГПСВ). Во избежание низкотемпературной коррозии температура сетевой воды на входе в ГПСВ должна быть не ниже 55 °С. Расчетная температура воды на выходе – 95 °С. Котел допускает работу при отключенном подогревателе сетевой воды. Номинальный расход воды через ГПСВ составляет 260 т/ч (регулируется). Поверхности нагрева состоят из горизонтально расположенных оребренных труб, объединенных раздающими и собирающими коллекторами, которые полностью собраны на заводе. Это значительно сократило время монтажа на месте. Дожимной компрессор. Дожимная компрессорная установка расположена в отдельном модуле и выполнена на базе ротационного винтового компрессора Frick 283S и электродвигателя Ansaldo (США) мощностью 500 кВт. В ее состав входит также ресивер (для снижения пульсаций) емкостью 20 м³. Давление топливного газа повышается с 1 до 2,45 МПа (необходимого для нормальной работы ГТУ). АСУ ТП ПГУ реализованная на программно-технических средствах Experion PKS фирмы Honeywell. Она предназначена для контроля, правления технологическим процессом и противоаварийной защиты котла-утилизатора и вспомогательного оборудования, контроля состояния газотурбинной установки и дожимной компрессорной станции через их подсистемы. Данная система была базовой на станции, и в нее интегрированы элементы систем нижнего уровня вновь установленного оборудования. Связь контроллеров ГТУ и дожимной компрессорной установки с системой Experion PKS осуществляется по протоколу Modbus через коммуникационные процессоры.

Реализация проекта

Согласно проектному решению основное оборудование ПГУ (газотурбинный двигатель и генератор с системами энергоблока, паровой котел) расположено в существующем здании котельного цеха на месте 5 демонтированных котлов ТП-30, полностью выработавших ресурс. На демонтаж старого оборудования потребовался почти год. Кроме того, была проведена реконструкция здания: заменена кровля, установлены стеклопакеты в оконных проемах, построен новый газоход от котла-утилизатора до существующей дымовой трубы. Смонтированы новые паропровод и питательный трубопровод. Распределительное устройство закрытого типа было модернизировано с

применением элегазовых выключателей фирмы Areva (Франция). Транспортировка ГТУ STG-600 из г. Финспонга, (где расположено предприятие-изготовитель) до морского порта г. Норрчопинг (Швеция) осуществлялась автомобильным транспортом, далее – водным путем до г. Перми. Здесь оборудование было перегружено на трейлеры и доставлено на территорию завода. Для доставки ГТУ из порта г. Перми в Глазов потребовалось усилить несколько мостов по пути следования (вес самого тяжелого транспортного модуля ГТУ около 80 тонн). Кроме того, на территории ЧМЗ были выполнены соответствующие работы по переносу коммуникаций, чтобы обеспечить перемещение и установку крупногабаритных блоков. В марте 2006 года началась подготовка фундаментов, строительные и монтажные работы, к концу ноября была закончена пусконаладка установленного оборудования. В первом квартале текущего года успешно проведены предварительные 72-часовые испытания. Испытания на подтверждение гарантированных технических характеристик газотурбинной установки запланировано на второй квартал. Для реализации проекта потребовалось на 60 млн м³ увеличить объем природного газа, потребляемого ТЭЦ – дополнительное количество газа приобретается на свободном рынке.

Заключение

Парогазовая установка работает в базовом режиме. В дневные максимумы недостающая для работы предприятия электроэнергия поставляется из энергосистемы Удмуртии, в ночные часы излишки вырабатываемой энергии передаются в сеть. Общая стоимость проекта составила 780 млн рублей. Для его финансирования была применена лизинговая схема. Предусматривается, что к концу срока лизинговых выплат (2011 г.) себестоимость собственной выработки электроэнергии будет на 30...40% ниже стоимости электроэнергии, поставляемой из энергосистемы. Следует отметить, что расчет себестоимости выполнялся с учетом предполагаемого роста цен на газ к 2015 году – в размере 4450 рублей за 1000 м³. В итоге планируется, что за счет ввода нового энергоблока ОАО «ЧМЗ» с 2011 г. будет ежегодно экономить от 165 до 227 млн рублей. Проект реконструкции ТЭЦ предусматривает возможность установки еще одного газотурбинного энергоблока с котлом-утилизатором и двух дожимных компрессоров. Это позволит вывести из эксплуатации оставшиеся 4 угольных

котла. Реализация II этапа проекта будет зависеть от экономических результатов работы первой очереди ПГУ и рыночных цен на газ и электроэнергию в будущем.

*Перечень основных недостающих данных по МУП «Глазовские теплосети»
(Схема теплоснабжения г.Глазов)*

Данные по ТС

1. База по участкам тепловой сети (Таблица 1). Имеются только в печатном виде паспорта тепловых сетей

Таблица 1

Наименование участка (от ТК-... до ТК-...)	Диаметр , мм	Длина (в 2-х труб.исчислении) , м	Тип прокладк и	Тип изоляци и	Год ввода в эксплуатаци ю	Год последней реконструкци и

Анализ предоставленных сведений по п.1:

1. Отчетные материалы по нормативам потерь:

- не представлены исходные данные по характеристикам водяных тепловых сетей (табл. 6.3 предоставленных Отчетных материалов по потерям);

- для Схемы теплоснабжения не достаточно только расчетных годов по нормативам потерь, необходимы конкретные годы ввода в эксплуатацию и реконструкции.

2. Таблица 1.1. Обобщенная характеристика систем теплоснабжения г.Глазова:

Не возможно идентифицировать участки.

3. Электронная модель в Zulu:

Отсутствуют годы ввода в эксплуатацию и реконструкции, указаны только расчетные годы по нормативам потерь.

2. Инвестпрограммы и планы

2.1 Реконструкция тепловых сетей, выработавших эксплуатационный ресурс.

2.2 Строительство ТС для подключения новых потребителей.

Анализ предоставленных сведений по п.2.2:

1. таблица «Строительство, реконструкция и модернизация объектов централизованной системы теплоснабжения г.Глазова».

Недостающие требования указаны в таблице (Таблица 4).

2. Инвестпрограмма 2013-2015.

Необходимо уточнить сроки реализации, Ду и ТК подключения сети (на странице 2 ИП указано 2012-2015 г.; от уз-911 до ТК-1612; 2Ду=300, а на стр.5 – сроков нет; от УП-1 до ТК-1612 ; 2Ду=250

В Инвестиционной программе прописано мероприятие «Строительство теплотрассы 2Ду=250 мм от Уз-911 до ТК-1612 в надземном исполнении (перемычка между тепловыми сетями от ТЭЦ ОАО «ЧМЗ» и котельными ООО «Птицефабрика Глазовская» и ОАО «Удмуртская птицефабрика».

Строительство будет выполнено от УП -1 (в 23 м от Уз 911а) до ТК-1612.

3. Просим уточнить актуальность таблицы (Таблица 5).

2.3 Реконструкция ТС с увеличением диаметров для подключения новых потребителей.

3. Типы присоединения и количество теплопотребляющих установок отопления и ГВС

Уточнить данные по Zulu

- в эл.модели указаны только схемы 2 и 4 (через элеватор и непосредственное), согласно ответу к пункту Р опросного листа по ТС – имеются схемы с насосным смешением и независимые подключения;

независимое подключение- тепловой узел ЗАО «Тандер» ул. Калинина, схема узла и информация была выслана ранее,

с насосами :

- МКД ул.Колхозная, 10

- МКД ул. Мира, 2а

- МКД ул. Мира, 2б

- МКД ул. Мира, 10а

- МКД ул. Мира, 10Б

- МКД ул. К.Маркса, 16а

- Хирургия Кирова, 27 от ТК-466

-Акушерский корпус ул. Короленко от ТК-551

- Роддом ул. Кирова, 27 от ТК-469а

- количество и нагрузки по ИТП (нагрузки по зданию сведены в одно ИТП, вместе с тем во многих зданиях фактическое количество ИТП больше) ; информация будет позже

- регулятор отопления только у потребителя ул. Metallургическая 23, у остальных - Без регулятора;

у потребителя ул. Metallургическая, 23 ошибочно указан регулятор отопления

- для гидравлических расчетов принимается, что у всех потребителей имеются регуляторы температуры ГВС (согласно режимным картам при фактическом их отсутствии переключения осуществляет служба эксплуатации здания).

4. Шероховатость трубопровода

Имеются ли данные по фактической шероховатости (установленные опытным путем на ТС Глазова)?

5. Обоснования изменения проектных параметров графиков регулирования

Отсутствуют обоснования фактически имеющихся срезов (утвержденные графики срезов не имеют).

Данные по потребителям

1. Договорная база абонентов (Таблица 2)

Таблица 2

Адрес	Наименование	Номер ИТП	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч (указать среднечасовое или максимальное значение)	Отопление, Гкал/ч

Анализ предоставленных сведений по п.1:

Данные в предоставленном Реестре договоров и в эл.модели Zulu по многим адресам значительно расходятся (см. выборку в Таблица 6).

Проанализируем позже

2. Перспективные потребители.

- Заявки на подключение зданий нового строительства и зданий переключаемых с других котельных (в табличной форме) поадресно с указанием площади, заявленных нагрузок и ориентировочного срока подключения;

необходимо запросить информацию в Управлении архитектуры Администрации г. Глазова

- Перспективные объекты вне заявок планируемые к подключению с 2015 по 2030 гг;

в 2015 г - см. Опросный лист 3, отправленный ранее, + файл Строительство трасс-1

- Объекты планируемые к отключению от теплосетей (по причине сноса, переключения на другие источники и др.).

Согласно предоставленной информации Администрации г.Глазова о сносе домов планируется до конца 2015 года отключение следующих потребителей:

-ул.Первомайская, 26

- ул. Сибирская, 25

- ул.Драгунова, 51а

- ул.Энгельса. 36А

-пер.Средний, 3

3. Посуточные данные приборов учета тепла у потребителей за разные месяцы (март - обязательно) - Таблица 3. Отправили на эл. адрес centrkest

Данные необходимы для анализа фактического теплоснабжения у потребителей.

Таблица 3

Дата	число часов измерения п, ч	Температура холодной воды, tх, оС	Прямой трубопровод		Обратный трубопровод	
			t1, оС	Среднесуточный расход 1, т/ч или м3	t2, оС	Среднесуточный расход V2, т или м3
	24					
	24					

Таблица 4 - Строительство, реконструкция и модернизация объектов централизованной системы теплоснабжения г.Глазова см. файл Строительство трасс -1

№ п/п	Наименование мероприятий	Недостающие сведения
1	Проектирование и строительство магистральной теплотрассы 2Ду 300мм от ТК-805 до магистральных сетей Южного поселка. Протяженность 1400 м	- Сроки реализации - Наименование ТК для подключения в Южном поселке - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать)
2	Реконструкция теплотрассы 2Ду=200 мм от Уз-322 до Уз-339 (замена на 2Ду=300 мм) протяженностью 1950 м	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать)
3	Проектирование и строительство теплотрассы 2Ду=250 мм от Уз-344 до Уз-1000 (переемычка между тепловыми сетями от ТЭЦ АО «ЧМЗ» и котельной МУП «Глазовские теплосети») протяженностью 2,7 км	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать)
4	Строительство теплотрассы 2Ду=250 мм от Уз-911 до ТК-1612 (переемычка между тепловыми сетями от ТЭЦ АО «ЧМЗ» и котельной ООО «КомЭнерго»), протяженность 1,8 км	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать)
5	Реконструкция теплотрассы 2Ду= 70 мм от ТК 541 до ТК 539 с увеличением на 2Ду= 100 мм. Протяженность 60м (подключение жилого дома по ул. Первомайская, 30)	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать)
6	Строительство теплотрассы 2Ду 350 мм протяженностью 80 м и 2Ду=250 мм протяженностью 300 м (новое строительство, участок № 5, 8 (Левобережье))	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
7	Строительство теплотрассы 2Ду=100 мм протяженностью 110 м (подключение жилого дома по ул. Первомайская, 24)	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
8	Строительство теплотрассы 2Ду=150 мм протяженностью 150 м и 2Ду=50 мм протяженностью 60 м (подключение жилого дома по ул. М.Гвардии, 23)	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
9	Строительство теплотрассы 2Ду=200 мм протяженностью 485 м (новое строительство, участки № 4, 33- ул.Пехтина) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
10	Строительство теплотрассы 2Ду= 80 мм протяженностью 70 м (новое	- Сроки реализации

№ п/п	Наименование мероприятий	Недостающие сведения
	строительство, участок № 6-ул.Драгунова) надз.	- планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
11	Строительство теплотрассы 2Ду= 80 мм протяженностью 30 м (новое строительство, участок № 7- ул.Калинина) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
12	Строительство теплотрассы 2Ду= 100 мм протяженностью 60 м (новое строительство, участок № 9- ул.Чехова) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
13	Реконструкция теплотрассы 2Ду= 80 мм протяженностью 80 м и строительство теплотрассы 2Ду=80 мм протяженностью 10 м (подключение жилого дома по ул.К.Маркса, 20, участок №10)	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
14	Строительство теплотрассы 2Ду= 100 мм протяженностью 200 м (новое строительство, участок № 11- ул.Сибирская) надз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
15	Строительство теплотрассы 2Ду= 100 мм протяженностью 480 м (новое строительство, участок № 15- ул.Северная- ул.Орлова-пер Кузнечный) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
16	Строительство теплотрассы 2Ду= 150 мм протяженностью 400 м (новое строительство, участок № 19- ул.Пехтина) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
17	Строительство теплотрассы 2Ду= 80 мм протяженностью 100 м (новое строительство, участок № 20- ул.Сибирская) надз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
18	Строительство теплотрассы 2Ду=100 мм протяженностью 300 м, 2Ду=80 мм протяженностью 60 м и 2Ду=50 мм протяженностью 65 м (новое строительство, участок № 21- ул.Сибирская, 116а, 116б, 116в, 118) надз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
19	Строительство теплотрассы 2Ду=150 мм протяженностью 300 м (новое строительство, участок № 23- ул.Куйбышева-ул.Южная-ул.Первая) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
20	Строительство теплотрассы 2Ду=100 мм протяженностью 60 м (новое строительство, участок № 24- ул.Колхозная) надз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать)

№ п/п	Наименование мероприятий	Недостающие сведения
		- Наименование ТК для подключения
21	Строительство теплотрассы 2Ду= 80 мм протяженностью 25 м (новое строительство, участок № 25- ул.Циолковского) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
22	Строительство теплотрассы 2Ду= 100 мм протяженностью 70 м (новое строительство, участок № 30- р-он ул.Кирова, 121,123) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
23	Строительство теплотрассы 2Ду=50 мм протяженностью 100 м (новое строительство, участок № 31- ул.Чехова) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
24	Реконструкция теплотрассы 2Ду=50 мм на 2Ду=70 мм от Уз-1057 до Уз-1060 и строительство теплосети 2Ду=50 мм протяженностью 5 м (участок № 38- пер.Светлый) надз.	- Сроки реализации - Наименование ТК для подключения новой ТС
25	Строительство теплотрассы 2Ду= 80 мм протяженностью 30 м (новое строительство, участок № 42- ул.Сибирская, 37) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
26	Строительство теплотрассы 2Ду= 100 мм протяженностью 130 м (новое строительство, участок К3- торговый центр. ул.Пехтина) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
27	Строительство теплотрассы 2Ду= 80 мм протяженностью 50 м (новое строительство, участок № К4- ДДУ на 220 мест. ул.Пехтина) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
28	Строительство теплотрассы 2Ду=50 мм протяженностью 160 м (новое строительство, участок К8- крытый каток, парк Горького) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
29	Строительство теплотрассы 2Ду= 100 мм протяженностью 30 м (новое строительство, участок К14- торговый центр, ул.Техническая) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения
30	Строительство теплотрассы 2Ду=50 мм протяженностью 30 м (новое строительство, участок К15- пожарное депо, ул.Техническая) подз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать)

№ п/п	Наименование мероприятий	Недостающие сведения
		- Наименование ТК для подключения
31	Строительство теплотрассы 2Ду=80мм протяженностью 150 м (новое строительство, участок К16- противотуберкулезный диспансер) надз.	- Сроки реализации - планируемая стоимость (с НДС или без НДС, указать) - Наименование ТК для подключения

Таблица 5 – 1.4.3. Объекты теплоснабжения

№ на картах	Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации	Стоимость (с НДС или без НДС, указать)
2	Перекладка сетей от ТК-543а до диам.100мм				2016-2017	
3	Перекладка сетей от ТК-558а до	диам.100мм	Т.п.ул.Молодой гвардии		2019-2020	
40					2016-2018 2019-2021	
4, 15, 33, К22, К20	Строительство тепловых сетей	Диам.300 -200мм	Т. подключения ул.Толстого		2019-2021	
					2019-2021 2022-2025	
					2016-2018 2019-2021 2022-2025	
					2019-2021 2022-2025	
					2019-2021 2022-2025	
5 8	Строительство тепловых сетей	Диам.250 -200мм	От ТК - 800 Т. подключения ул.Пехтина		2019-2021 2022-2025	
					2016-2018 2019-2021 2022-2025	
6	Перекладка сетей	Диам.300 мм	от ТК-325 L=1,8 км		2022-2025	
24					2016-2018 2019-2021 2022-2025	
25					2016-2018	
К19					2019-2021	

№ на картах	Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации	Стоимость (с НДС или без НДС, указать)
K21					2016-2018	
K31					2013-2015	
7	Вынос сетей из зоны строительства				2016-2018	
9	Перекладка сетей	диам. 100мм	От уз.1004		2019-2021 2022-2025	
10	+				2013-2015	
11 20 21 22	Перекладка и строительство сетей	ориентировочно диам. 150мм и выше	От ТК-806		2013-2015	
					2013-2015 2016-2018	
					2016-2018 2019-2021	
					2016-2018 2019-2021 2022-2025	
12	Развитие сетей		Реконструкция котельной № 2		2015-2018 2019-2021	
36 37					2013-2015	
K6						
K17, K21					2022-2025 2016-2018	
36					2013-2015	
37					2013-2015	
13	- без сетей	Отопление от газа			2013-2015 2016-2018	
28,				2016-		

№ на картах	Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации	Стоимость (с НДС или без НДС, указать)
					2018	
29					2013-2015 2016-2018 2019-2021	
15-18, 34-35 43-50 К5, К12 К23					2019-2021 2022-2025	
14	строительство сетей		От уз. 911а		2013-2015 2016-2018 2019-2021	
26					2013-2015	
27		Или Отопление от газа				
32					2016-2018 2019-2021 2022-2025	
К13-16						
19	Строительство сетей для подключения внутри квартала		ТК-800		2013-2015 2016-2018 2019-2021	
К3					2016-2018	
К30					2019-2021	
23	Реконструкция сетей		Котельная Реммаша		2016-2018 2019-2021 2022-2025	
30,	+				2013-2015	
31					2022-2025	

№ на картах	Наименование	Основные характеристики	Местоположение	Характеристика зон с особыми условиями территории	Этап реализации	Стоимость (с НДС или без НДС, указать)
33	Строительство сетей для подключения внутри квартала		ТК 801?		2016-2018 2019-2021 2022-2025	
38	Реконструкция сетей		От уз.1005а		2013-2015	
39	Строительство сетей для подключения внутри квартала		ТК 1169а		2016-2018	
41,	Строительство сетей для подключения внутри квартала				2019-2021	
42					2016-2018	
K1-K4, K7, K9-K11, K13 K30	Строительство сетей для подключения внутри квартала					
K8						

Таблица 6 – Сопоставление нагрузок

Адрес	Договорная база (из файла Реестр договоров)				Электронная модель Zulu				Отношение Q_ДБ / Q_Zulu
	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Итого	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Итого	
Мира,22	3.959	0.799	2.55	7.308	3.094	0	2.524	5.618	1.3
Школьная, 19/30	0.100		0.033	0.133	0.073	0	0.029	0.102	1.3
Пряженникова, 69	0.034			0.034	0.101			0.101	0.3
Динамо 6	0.348		0.035	0.383	0.248		0.02	0.268	1.4
ул. Короленко,8	0.912	0.136	0.333	1.381	1.415	0.0052	0.779	2.1992	0.6
Парковая 27а	0.024		0.005	0.029	0.024		0.005	0.029	1.0
Революции 14	0.154		0.22	0.374	0.036		0.034	0.07	5.3
Советская 19	0.078	0.087	0.014	0.179	0.078	0.087	0.014	0.179	1.0
Ленина 11г	0.025		0.003	0.028	0.025		0.003	0.028	1.0
Калинина 4а	0.131		0.013	0.144	0.132		0.013	0.145	1.0
Сибирская 37	1.071		0.380	1.451	0.952		0.339	1.291	1.1
Буденного 11	0.487		0.270	0.757	0.476		0.266	0.742	1.0
Дзержинского 1	0.086		0.009	0.095	1.271		0.56	1.831	0.1
Калинина 2а	1.963	0.539	0.570	3.072	1.31		1.92	3.23	1.0
Короленко 18а	0.125		0.024	0.149	0.559		0.446	1.005	0.1
Кирова 75б	0.118		0.024	0.142	0.118		0.024	0.142	1.0
Кирова 36	0.189		0.034	0.223	0.172		0.034	0.206	1.1
Ленина 15а	0.081		0.030	0.111	0.081		0.030	0.111	1.0
Школьная 12а	0.080		0.040	0.12	0.08		0.04	0.12	1.0
Республиканская 52	0.127		0.051	0.178	0.127		0.051	0.178	1.0
Наговицына 17	0.142		0.028	0.17	0.142		0.028	0.17	1.0
Первомайская 39	0.042		0.000	0.042	0.042		0.004	0.046	0.9
Кирова 22	0.146		0.008	0.154	0.779		0.695	1.474	0.1
Советская 2	0.07		0.001	0.071	2.205	0.063	0.671	2.939	0.0
К Маркса 3	0.778	0.539	0.353	1.67	4.423	0.145	5.248	9.816	0.2
Кирова 13	0.308		0.025	0.333	0.168		0.034	0.202	1.6

Исходные данные по тепловым сетям

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
<p>а) описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект</p> <p>МУП «Глазовские теплосети» эксплуатирует тепловые сети в надземном и подземном исполнении диаметром от 50 до 700 мм. На балансе предприятия находится 112,4 км тепловых сетей в двухтрубном исполнении, в т.ч. паровых сетей - 1,6 км. В подземном исполнении тепловые сети выполнены в непроходных и полупроходных каналах.</p> <p>С территории АО «ЧМЗ» на город отходит 5 выводов тепловых сетей: магистраль 1 — 2 Ф700 мм, магистраль 2 — 2 Ф400 мм, магистраль 2а — 2 Ф200 мм, 1 Ф125 мм (пар), магистраль 2б — 2 Ф400 мм, магистраль 3 — 2 Ф 400 мм.</p> <p>С территории котельной МУП «Глазовские теплосети» отходит 2 трубопровода тепловых сетей в надземном исполнении диаметром 200 мм. С территории котельной ОАО «Реммаш» выходит тепловая сеть 2 Ф200 мм, с территории котельной ООО «КомЭнерго» - тепловая сеть 2 Ф300 мм.</p>	<p>паспорта и схемы тепловых сетей</p> <p>паспорта и схемы насосных станции</p> <p>паспорта и схемы центральных тепловых пунктов (формы паспортов согласно МДК 4-02-2001)</p>	<p>Нет насосных станций</p> <p>Нет ЦТП</p>
<p>б) электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии</p>	<p>- схемы тепловых сетей</p>	<p>см. папку Схема тепловых сетей</p>
<p>в) параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки</p>	<p>- паспорта тепловых сетей.</p>	<p>см. папку Норматив потерь, см. файл Обобщ характеристика сетей теплоснабжения</p>
<p>г) описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях</p> <p>В качестве секционирующей арматуры в МУП «Глазовские теплосети» преимущественно используются стальные задвижки в количестве:</p> <ul style="list-style-type: none"> - от ТЭЦ АО ЧМЗ 262 ; - от котельной МУП «Глазовские теплосети» 32 шт.; - от котельной «Реммаш» 12 шт.; - от котельной ООО «КомЭнерго» 20 шт. 	<p>типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях</p>	<p>Регулирующей арматуры нет</p>
<p>д) описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов</p> <p>Для обслуживания оборудования на подземных тепловых сетях (задвижек, сальниковых компенсаторов, спускников, воздушников и др.) применяются тепловые камеры. Стены тепловых камер сооружены из сборных железобетонных блоков и кирпичной кладки. Габаритные размеры камер выбраны из условия обеспечения удобства обслуживания оборудования согласно СНиП 41-02-2003. Наиболее используемые размеры камер в МУП «Глазовские теплосети» 2х2х2 м. Для входа предусмотрены люки, для спуска установлены лестницы. В основном камеры оборудованы 2 или 4 люками. Камеры защищены надежной гидроизоляцией от грунтовых и поверхностных вод. В паводковый</p>	<p>типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов (тип.проекты)</p>	

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
<p>период затапливаемые тепловые камеры оборудуются погружными насосами. Над тепловой камерой ТК-800 установлен надземный павильон для обслуживания задвижек Ду500 мм. Строительная часть камеры выполнена из железобетона. Павильон выполнен в виде одноэтажного здания, установленного непосредственно над камерой тепловых сетей. Стены павильона возведены из кирпича на цементном растворе, перекрытие здания выполнено из железобетонных плит. Кровля выполнена из рубероида.</p>		
<p>е) описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности Регулирование отпуска тепловой энергии от теплоисточников осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе при постоянном расходе, в зависимости от температуры наружного воздуха. Утверждены следующие температурные графики от теплоисточников: ТЭЦ- 150/70 °С, котельная МУП «Глазовские теплосети» - 150/70 °С, котельная ОАО «Реммаш» - 105/70 °С, котельная ООО «КомЭнерго» - 105/70 °С. Потребители подключены по зависимой или независимой схеме непосредственно или через элеватор в индивидуальных тепловых пунктах. Температурные графики разработаны с учетом особенностей работы системы открытого теплоснабжения (непосредственный водоразбор на ГВС из подающего или обратного трубопровода). Нижняя срезка на 60°С принята для обеспечения нормативной температуры горячей воды у потребителей с системами ГВС согласно требованиям СанПиН.</p>	<p>- проектные и утвержденные графики регулирования</p>	<p>Температурные графики (см. папку Температурные графики)</p>
	<p>- обоснования изменения проектных параметров графиков регулирования</p>	
	<p>- типы присоединения теплопотребляющих установок отопления и ГВС (ЦТП, ИТП) и параметры теплоносителя</p>	
<p>ж) фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети Фактические режимы отпуска тепла соответствуют утвержденным графикам регулирования (со срезкой по температуре не выше 110 °С).</p>	<p>- утвержденные графики регулирования</p>	<p>см. папку Температурные графики</p>
	<p>- данные контроля температур, давлений и расходов теплоносителя во всем диапазоне наружных температур (в т.ч. в летний период) по источникам тепла и ЦТП</p>	<p>см. папку Параметры по теплоисточникам</p>
<p>з) гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики</p>	<p>- гидравлические режимы и пьезометрические графики;</p>	<p>см. папку Пьезометрические графики</p>
	<p>- данные режимных карт;</p>	<p>Режимные карты по тепловым сетям (см. папку Режимные карты)</p>
	<p>- фактические параметры (давление, расход, температура) в контрольных точках сети;</p>	<p>см. папку Параметры в контрольных точках</p>
	<p>- архивы узлов учета на котельных и ЦТП за</p>	<p>см. папку Котельная/</p>

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
	последние 3 года суточные и за март каждого года – часовые.	Архивы узлов учета
<p>и) статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет</p> <p>За период 2010-2014 г.г. на тепловых сетях города и в котельной аварийных ситуаций не было. Все остановки теплоснабжения являлись плановыми. Возникающие утечки и повреждения на тепловых сетях устранялись в нормативные сроки.</p>	<p>- статистика отказов за последние 5 лет</p> <p>- копии актов расследования технологических нарушений (в соответствии с МДК 4-01.2001).</p>	Нет отказов
<p>к) статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет;</p>	<p>- статистика восстановлений за последние 5 лет</p>	Нет отказов, поэтому нет статистики
<p>л) описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов</p> <p>Диагностика состояния тепловых сетей в МУП «Глазовские теплосети» производится на основании испытаний, шурфовок тепловых сетей, с помощью метода акустической диагностики, а также при техническом обслуживании трубопроводов и оборудования тепловых сетей.</p> <p>Гидравлические испытания тепловых сетей проводятся ежегодно после отопительного периода и после проведенных ремонтов перед отопительным периодом. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.</p> <p>Испытания на максимальную температуру теплоносителя проводятся в МУП «Глазовские теплосети» один раз в пять лет. Испытание заключается в проверке тепловой сети на прочность в условиях температурных деформаций, вызванных подъемом температуры теплоносителя до расчетных значений, а также в проверке в этих условиях компенсирующей способности тепловой сети. По окончании составляется акт.</p> <p>Ежегодно проводятся шурфовки трубопроводов тепловых сетей по утвержденному плану проведения шурфовок. По результатам проведения составляется акт на осмотр в шурфе, где указывается состояние труб, тепловой изоляции, антикоррозионного покрытия трубопроводов, состояние строительных конструкций, а также намеченные мероприятия по устранению обнаруженных дефектов.</p> <p>С помощью корреляционного течеискателя «Энигма» определяются координаты утечек в подземных трубопроводах систем теплоснабжения, прибор используется в рабочем режиме трубопровода. При эксплуатации и ремонте трубопроводов в МУП «Глазовские теплосети» производят измерение толщины стенок труб трубопроводов с помощью толщиномера., который позволяет оценить степень коррозии труб.</p> <p>МУП «Глазовские теплосети» имеет специальную схему тепловых сетей, на которой отмечаются места повреждений трасс, переложенные участки.</p>	<p>- организация технического обслуживания и ремонта в ОЭТС;</p> <p>- наличие в ОЭТС специализированных лабораторий диагностики;</p> <p>- применяемые методы контроля технического состояния оборудования и сетей (диагностики);</p> <p>- копии планов (годовых и месячных) капитальных и текущих ремонтов;</p> <p>- организация контроля и отчетности о выполнении технического обслуживания и ремонтов.</p>	<p>см. папку Планы капитальных ремонтов</p>

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
<p>При техническом обслуживании проводятся операции контрольного характера (осмотр, надзор и проверка технического состояния с занесением в журнал дефектов выявленных повреждений трубопроводов и оборудования на них) и восстановительного характера (наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей, устранение мелких дефектов).</p> <p>Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации трубопроводов, а также на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных испытаний на прочность и плотность. На все виды ремонтов составляются годовые и месячные планы.</p>		
<p>м) описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей;</p> <p>Согласно Правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения, ФНП «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:</p> <ul style="list-style-type: none"> - гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и оборудования; - испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети; - испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь трубопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации; - испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов; - испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей). <p>Тепловые сети МУП «Глазовские теплосети» подвергаются испытаниям на прочность и плотность для выявления дефектов два раза в год — не позже чем через две недели после окончания отопительного сезона и после проведенных ремонтов перед отопительным сезоном - минимальным давлением не ниже 1.25 рабочего давления.</p> <p>Испытаниям на максимальную температуру, гидравлические и тепловые потери тепловые сети</p>	<p>- планирование в ОЭТС летних ремонтов;</p>	
	<p>- копии планов летних ремонтов;</p>	<p>см. папку Испытания</p>
	<p>- копии инструкций по проведению испытаний;</p>	<p>см. папку Испытания</p>
	<p>- периодичность и результаты летних испытаний с указанием даты последних испытаний сетей:</p>	
	<p><input type="checkbox"/> на прочность и плотность;</p>	
	<p><input type="checkbox"/> на тепловые потери;</p>	<p>Не проводилось</p>
	<p><input type="checkbox"/> на гидравлические потери;</p>	<p>Не проводилось</p>
<p><input type="checkbox"/> на максимальную температуру.</p>		

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
<p>подвергаются 1 раз в 5 лет.</p> <p>Даты проведения последних гидравлических испытаний (на прочность и плотность) тепловых сетей:</p> <ul style="list-style-type: none"> - от ТЭЦ АО «ЧМЗ» 14.05.2014, 15.07.2014; - от котельной МУП «Глазовские теплосети» 20.05.2014, 22.07.2014; - от котельной ОАО «Реммаш» 20.05.2014, 22.07.2014; - от котельной ООО «КомЭнерго» 21.05.2014, 23.07.2014. <p>Дата проведения последних испытаний тепловых сетей от ТЭЦ на максимальную температуру — 24.04.2014</p> <p>В 2010- 2014 годах определения гидравлических и тепловых потерь в тепловых сетях МУП «Глазовские теплосети» не производилось.</p>		
<p>н) описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя</p>	<p>- пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и обоснованию энергетических характеристик тепловых сетей по показателям: разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах; удельный расход электроэнергии; удельный расход сетевой воды; тепловые потери; потери сетевой воды, разработанные в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (СО-153-34.20.523-2003, части 1, 2, 3 и 4, утвержденные приказом министерства энергетики Российской Федерации № 278 от 30.06.2003 г.);</p>	
	<p>- пояснительные записки и обосновывающие материалы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь, разработанные в соответствии с приказом Минэнерго № 325 от 30.12.2008;</p>	<p>см. папку Нормативы потерь</p>
<p>о) оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии</p> <p>В 2010-2014 годах в МУП «Глазовские теплосети» испытаний тепловых сетей на тепловые потери не производилось</p>	<p>- сведения по фактическим тепловым потерям за последние 3 года</p>	
<p>п) предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения</p>	<p>- копии предписаний надзорных органов за последние 5 лет.</p>	<p>Нет предписаний</p>

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
	- результаты исполнения (копии писем, распоряжений по ОЭТС об исполнении)	
<p>р) описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям</p> <p>На территории города Глазова теплопотребляющие установки потребителей подключены к тепловым сетям по зависимой и независимым схемам через индивидуальные тепловые пункты. Наиболее распространены зависимые схемы как более простые. Простейшей из зависимых является схема непосредственного присоединения, при котором горячая вода из тепловой сети непосредственно, т. е. без смешения, поступает в отопительную систему. Подавляющее большинство коммунальных зданий в настоящее время присоединено по зависимой схеме с элеватором, т. к. расчетная температура воды в местной системе должна быть ниже расчетной температуры воды в тепловой сети. Преимуществом этой схемы является ее низкая стоимость и высокая степень надежности.</p> <p>Также для смешения в схеме могут применяться центробежные насосы, которые устанавливаются на подающей линии, на обратной линии, на перемычке. Необходимым условием для этого является применение компактных, надежных и бесшумных (малошумных) насосов.</p> <p>При независимой схеме система отопления присоединяется к тепловой сети через поверхностный подогреватель.</p> <p>Системы горячего водоснабжения потребителей г.Глазова присоединены по открытой схеме, т. е. вода из тепловой сети непосредственно поступает на горячее водоснабжение.</p>	<p>- типы и схемы присоединений и установок отопления, водоснабжения и ГВС по всем потребителям теплосети;</p> <p>- схемы ЦТП и насосных станций.</p>	<p>Нет ЦТП и насосных станций</p>
<p>с) сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя</p>	<p>- доля объемов тепловой энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме реализованной тепловой энергии (по видам потребителей: население, бюджетные учреждения, производственный сектор)</p> <p>- доля объемов горячей воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме реализованной тепловой энергии за последние (по видам потребителей: население, бюджетные учреждения, производственный сектор)</p>	<p>См.папка Экономика/доля объемов тепловой энергии...</p>

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
	<p>- доля объемов пара, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме реализованной тепловой энергии за последние (по видам потребителей: население, бюджетные учреждения, производственный сектор)</p>	
	<p>- копии планов по установке приборов учета и сведения об их выполнении.</p>	
<p>т) анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи</p> <p>На предприятии организована круглосуточная работа диспетчерской службы (операторская служба). Основные задачи диспетчерского управления:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обеспечение бесперебойного теплоснабжения потребителей, контроль за гидравлическим, температурным и водным режимами; - руководство оперативным персоналом служб; - руководство операциями по обнаружению, локализации и ликвидации аварий в тепловых сетях. <p>В оперативном управлении оператора теплосети находятся магистральные, распределительные, внутриквартальные тепловые сети и вводы в жилые дома.</p> <p>Для связи на предприятии предусмотрены местная телефонная связь и сотовая связь. Для связи с оперативно-выездными бригадами предусматривается сотовая связь.</p> <p>На предприятии предусмотрена оперативная схема тепловых сетей, куда вносятся все изменения по работе тепловых сетей, и альбомы тепловых камер. Оператор ведет также оперативный журнал, журнал параметров теплоносителя по каждому теплоисточнику, журнал дефектов тепловых сетей, заполняет бланки переключений на тепловых сетях.</p> <p>В своей работе оператор руководствуется должностной инструкцией, инструкцией по эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, инструкцией по ликвидации повреждений в тепловых сетях города Глазова, инструкциями об оперативных взаимоотношениях между эксплуатационным персоналом теплоисточника и МУП «Глазовские теплосети», режимными картами тепловых сетей по каждому теплоисточнику, температурными графиками, программами проведения испытаний, промывок.</p> <p>Ежедневно на основании усредненной температуры наружного воздуха за прошедший промежуток времени равный 12 часам дежурный оператор тепловых сетей задает параметры теплоносителя на выходе с теплоисточника на следующий день. Параметры могут корректироваться в течение дня по необходимости.</p> <p>Все отключения и включения отдельных участков</p>	<p>- копия Положения об организации в ОЭТС ДС (АДС), основные задачи и функции;</p> <p>- структура и состав АДС;</p> <p>- перечень инструкций, журналов и др. оперативной документации;</p> <p>- планирование режимов (текущее и долгосрочное);</p>	
	<p>- перечень средств автоматизации, телемеханизации и связи (по МДК 4-02-2001) и их использование АДС.</p>	<p>Нет средств автоматизации, телемеханизации</p>

Оглавление разделов по ПП 154	Какие данные требуются	Примечание
<p>теплотрасс, промывка участков сетей и проведение других операций, влияющих на гидравлический режим работы тепловых сетей и теплоисточника согласовываются с теплоисточником и оформляются в виде заявки.</p> <p>Возможно выполнение планирования режимов работы тепловых сетей (текущее и долгосрочное) с помощью программного комплекса Zulu.</p>		
<p>у) уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций</p>	<p>- сведения по ЦТП и НС о наличии регуляторов, датчиков, приборов учета, контроллеров (назначение, тип, марка, количество, диаметр) по холодной и горячей воде и пару;</p>	<p>Нет ЦТП, насосных станций</p>
	<p>- описание процедур обслуживания ЦТП и НС в зависимости от уровня автоматизации;</p>	
	<p>- документы, устанавливающие порядок обслуживания ЦТП и НС.</p>	
<p>ф) сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления</p> <p>На тепловых сетях МУП «Глазовские теплосети» не предусмотрены устройства защиты тепловых сетей от превышения давления.</p>	<p>- типы применяемых устройств и места их установки;</p>	
	<p>- обоснование отсутствия защиты на отдельных тепловых сетях.</p>	
<p>х) перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию</p>	<p>- наличие и перечень выявленных бесхозяйственных тепловых сетей.</p>	<p>Нет бесхозяйных тепловых сетей</p>