

УТВЕРЖДАЮ:

Директор филиала

АО «ОТЭК» в г. Глазове

 Ю.Е. Шевченко

« 28 » 08 2017 г.

Техническое задание
на выполнение проектных работ (разработку проектной документации), кроме базового проекта
согласно приказу ОАО «Атомэнергопром» от 02.11.2009 № 359, на строительство,
реконструкцию, капитальный ремонт объекта

Предмет закупки:

«Разработка проекта

«Автоматизированная информационно-измерительная система
учёта энергоресурсов ТЭЦ (АИИСУЭ ТЭЦ)»

Номер ГПЗ 13107/14

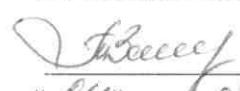
Согласовано:

Главный инженер филиала

 А.А. Евсеев
« 24 » 08 2017 г.

Согласовано:

Начальник ОЗиМТО филиала

 Т.Л. Зеленина
« 24 » 08 2017 г.

Глазов
2017

Техническое задание
на выполнение проектных работ (разработку проектной документации), кроме базового проекта
согласно приказу ОАО «Атомэнергпром» от 02.11.2009 № 359, на строительство,
реконструкцию, капитальный ремонт объекта «Автоматизированная информационно-
измерительная система учёта энергоресурсов ТЭЦ (АИИСУЭ ТЭЦ)»

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1.	НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА
РАЗДЕЛ 2.	ОПИСАНИЕ РАБОТ, ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ
РАЗДЕЛ 3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ РАБОТ
Подраздел 3.1	Нормативная база
Подраздел 3.2	Особые условия строительства
Подраздел 3.3	Основные технико-экономические показатели объекта
Подраздел 3.4	Строительный паспорт земельного участка
Подраздел 3.5	Требования к технологии, режиму здания / сооружения
3.5.1	Технологическая часть
3.5.2	Отопление и вентиляция
3.5.3	Водопровод и канализация
3.5.4	Электротехническая часть
3.5.5	Управление и автоматизация
3.5.6	Решения по обеспечению пожарной безопасности
3.5.7	Механизация ремонтных работ
3.5.8	Антикоррозионная защита и тепловая изоляция
Подраздел 3.6	Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям
Подраздел 3.7	Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению здания/сооружения
Подраздел 3.8	Требования к организации строительства
Подраздел 3.9	Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий
Подраздел 3.10	Требования к режиму безопасности и гигиене труда
Подраздел 3.11	Требования по ассимиляции производства
Подраздел 3.12	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций
Подраздел 3.13	Мероприятия по разработке требований к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства
Подраздел 3.14	Требования к сметной документации
Подраздел 3.15	Состав демонстрационных материалов
Подраздел 3.16	Исходные данные необходимые для проектирования
Подраздел 3.17	Мероприятия по разработке требований к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства
Подраздел 3.18	Перечень мероприятий по обеспечению доступа инвалидов к объектам здравоохранения, образования, культуры, отдыха, спорта и иным объектам социально-культурного и коммунально-бытового назначения, объектам транспорта, торговли, общественного питания, объектам делового, административного, финансового, религиозного назначения, объектам жилищного фонда
РАЗДЕЛ 4.	ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕМУ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ
Подраздел 4.1	Требования к объемам работ
Подраздел 4.2	Перечень согласований, выполняемых Поставщиком
РАЗДЕЛ 5.	ТРЕБОВАНИЯ К СРОКУ (ИНТЕРВАЛУ) ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ
РАЗДЕЛ 6.	ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ
РАЗДЕЛ 7.	ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ
РАЗДЕЛ 8.	СДАЧА / ПРИЕМКА РАБОТ, ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ РАБОТ
РАЗДЕЛ 9.	СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ
РАЗДЕЛ 10.	ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ
РАЗДЕЛ 11.	ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

РАЗДЕЛ 1. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА

Разработка проекта «Автоматизированная информационно-измерительная система учёта энергоресурсов ТЭЦ (АИИСУЭ ТЭЦ)».

РАЗДЕЛ 2. ОПИСАНИЕ РАБОТ, ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ

Задачи работы: разработка проектно-сметной документации на «Автоматизированную информационно-измерительную систему учёта энергоресурсов» (далее – АИИСУЭ) филиала АО «ОТЭК» в г. Глазове, включая разработку комплекта рабочей документации (технорабочего проекта).

АИИСУЭ филиала АО «ОТЭК» в г. Глазове организуется путем модернизации существующих узлов учёта энергоресурсов, установки новых узлов учета энергоресурсов и первичных датчиков (приложения №№ 1-5 настоящего ТЗ), прокладки новых кабельных линий электроснабжения и связи (при необходимости), а также модернизации существующей автоматизированной системы сбора данных с узлов учета электрической энергии, тепловой энергии, горячей воды, природного газа, пара, конденсата, сжатого воздуха, технической (циркуляционной, производственной) и хозяйственной воды ТЭЦ, построенной на базе КТС «Энергия».

Цель работы: создание АИИСУЭ филиала АО «ОТЭК» в г. Глазове, для обеспечения коммерческого и технического учета энергоресурсов филиала.

Виды работ по подготовке проектной документации (в соответствии с «Перечнем видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства», утвержденного Приказом Министерства регионального развития РФ от 30.12.2009 г. № 624):

- работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения (п. 4.1);
- работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации (п. 4.2);
- работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения (п.4.3);
- работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем (п.4.4);
- работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами (п. 4.5);
- работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения (п. 4.6);
- работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений (п.5.3);
- работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем (п. 5.6);
- работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений (п. 5.7).

РАЗДЕЛ 3. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ РАБОТ

Подраздел 3.1 Нормативная база

1. Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
2. Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
3. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
4. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
5. Федеральный закон от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».
6. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ.
7. Федеральный закон от 26.06.2008 №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

8. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившим силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об энергетике»».
9. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
10. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».
11. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».
12. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».
13. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».
14. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002.
15. Свод правил СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.
16. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
17. «Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 года № 1034.
18. «Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утверждена приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 17.03.2014 № 99/пр.
19. «Правила организации коммерческого учета воды, сточных вод» утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2013 № 776.
20. «Правила учета газа» (утв. Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2013 г. № 961).
21. СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии». Актуализированная редакция, СП 28.13330.2012.
22. СНиП II-23-81 «Стальные конструкции». Актуализированная редакция, СП 16.13330.2011.
23. ГОСТ 24.104-85. «Автоматизированные системы управления. Общие требования».
24. ГОСТ 34.601-90. «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
25. ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы».
26. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.
27. Правила устройства электроустановок, 6-е, 7-е издание.
28. ГОСТ Р 21.613-2014 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования».
29. ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений».
30. ГОСТ 8.632-2013 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учета тепловой энергии».
31. РД50-411-83 Методические указания. Расход жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью специальных сужающих устройств.
32. ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
33. МИ 3082-2007. «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Выбор методов и средств измерений расхода и количества потребляемого

<i>природного газа в зависимости от условий эксплуатации на узлах учета. Рекомендации по выбору рабочих эталонов для их поверки».</i>
Подраздел 3.2 Особые условия строительства.
<i>В условиях действующего производства.</i>
Подраздел 3.3 Основные технико-экономические показатели объекта.
<p><i>Режим работы АИИСУЭ – круглосуточный, непрерывный.</i></p> <p><i>АИИСУЭ должна обеспечивать:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - коммерческий и технический учёт энергоресурсов; - централизованный контроль потребления энергоресурсов; - документированный контроль потребления энергоресурсов структурными подразделениями; - персонализированный контроль соблюдения технологической дисциплины и оптимизации режимов работы оборудования; - повышение оперативности выявления непроизводственных потерь энергоресурсов (в виде протечек, в случае нештатных режимов работы оборудования и т.д.); - возможность предоставления руководству и ответственным специалистам объективного инструмента контроля; - сохранение функций существующей КТС «Энергия» (в части ведения технологических процессов ТЭЦ, технического учета электрической энергии и энергоресурсов на собственные нужды); - работу в составе ЛВС АО ЧМЗ (по согласованию с СНТП АО ЧМЗ); - интеграцию с существующей АИИС КУЭ ТЭЦ.
Подраздел 3.4 Строительный паспорт земельного участка.
<p><i>ТЭЦ филиала АО «ОТЭК» в г. Глазове расположена на промплощадке режимного предприятия АО ЧМЗ. Адрес объекта проектирования: г. Глазов, ул. Белова, д.7.</i></p> <p><i>Существующие узлы учета энергоресурсов располагаются на территории ТЭЦ, на территории береговой насосной станции ТЭЦ, а также на территории промплощадки АО ЧМЗ.</i></p> <p><i>Диапазон температур окружающего воздуха – от минус 40 до плюс 40 градусов Цельсия, влажность – до 94%.</i></p> <p><i>Характер грунтов – суглинки.</i></p> <p><i>Согласно карте общего сейсмического районирования ОСР-97-В и ОСР-С, сейсмическая активность района 5 баллов.</i></p>
Подраздел 3.5 Требования к технологии, режиму здания / сооружения.
3.5.1 Технологическая часть.
<p><i>В состав АИИСУЭ должны входить:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - узлы учёта энергоресурсов; - существующие узлы учета электрической энергии; - оборудование сбора и передачи данных; - каналообразующее оборудование, каналы (линии) связи; - серверное и коммуникационное оборудование для сбора, хранения и обработки данных, получаемых с узлов учёта; - АРМы пользователей и администратора системы; - оборудование синхронизации с системами точного времени GPS/Глонасс; - лицензионное программное обеспечение для сбора, обработки, архивирования данных с узлов учёта; - лицензионное программное обеспечение для обработки получаемых данных и составления отчётов для АРМ пользователей; - лицензионное программное обеспечение оборудования, серверов, АРМ пользователей (операционные системы, офисные пакеты, базовое программное обеспечение АИИСУЭ и пр.). <p><i>Структура АИИСУЭ должна иметь иерархический характер и обеспечивать возможность централизованного доступа на каждый подуровень.</i></p> <p><i>АИИСУЭ может состоять из следующих подуровней:</i></p>

- информационно-измерительный комплекс (ИИК). ИИК состоит из первичных измерительных преобразователей расхода, уровня, давления, температуры и др.;
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК должны входить:
 - промышленные контроллеры, теплосчетчики;
 - технические средства приёма, передачи, обработки данных (устройства сбора и передачи данных, каналообразующая аппаратура), каналы связи, серверное оборудование и АРМ пользователей.

ИИК должны обеспечивать:

- автоматическое выполнение измерений величин тепловой энергии, расходов, давления, температуры, уровня и массы энергоносителей;
- автоматическую передачу данных по интерфейсам связи (цифровым, импульсным, токовым и др.).

Теплосчетчики (измерительные преобразователи при выполнении функции теплосчетчика) должны обеспечивать измерение тепловой энергии горячей воды с относительной погрешностью не более:

- $\pm 5 \%$, при разности температур в подающем и обратном трубопроводах от 10 до 20 °С;
- $\pm 4 \%$, при разности температур в подающем и обратном трубопроводах более 20 °С.

теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью не более:

- $\pm 5 \%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 30 %;
- $\pm 4 \%$ в диапазоне расхода пара от 30 до 100 %.

Водосчетчики (измерительные преобразователи при выполнении функции водосчетчика) должны обеспечивать измерение массы (объема) теплоносителя с относительной погрешностью не более 2 % в диапазоне расхода воды и конденсата от 4 до 100 %;

Счетчики пара (измерительные преобразователи при выполнении функции счетчиков пара) должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более $\pm 3 \%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%;

Для прибора учета, регистрирующего температуру теплоносителя, абсолютная погрешность измерения температуры Δt , °С не должна превышать значений, определяемых по формуле:

$$\Delta t = \pm (0,6 + 0,004 \times t),$$

где t - температура теплоносителя;

Приборы учета, регистрирующие давление, должны обеспечивать измерение давления с относительной погрешностью не более $\pm 2 \%$.

В качестве каналов связи могут быть использованы:

- ЛВС АО ЧМЗ (по согласованию с СТП АО ЧМЗ);
- выделенные двухпроводные линии связи в телефонной сети общего пользования (задействованные в существующей КТС «Энергия» ТЭЦ);
- вновь прокладываемые проводные линии связи.

ИВК должен осуществлять следующие функции:

- периодический или по запросу автоматический сбор привязанных к точному времени измеренных данных;
- обработка, архивирование данных;
- формирование отчетов о результатах измерений выработанных и потребленных энергоресурсов в требуемом формате;
- многопользовательский доступ к программному обеспечению с разграничением прав на администрирование, пользовательские функции, сервисные и регламентные изменения в программном обеспечении технических средств нижних уровней.

В АИИСУЭ должна быть предусмотрена возможность вывода в ремонт отдельных устройств и элементов АИИСУЭ без нарушения функционирования АИИСУЭ и целом и потери данных.
3.5.2 Отопление и вентиляция.
Требования не предъявляются.
3.5.3 Водопровод и канализация.
Требования не предъявляются.
3.5.4 Электротехническая часть.
<p>Источник напряжения питания постоянного тока – 240В (система оперативного постоянного тока ТЭЦ).</p> <p>Источник напряжения переменного тока – 380В / 220В (электрические сети собственных нужд ТЭЦ).</p> <p>Необходимо обеспечить отдельное (выделенное) питание приборов учёта и всего оборудования АИИС УЭ (новые кабели электроснабжения, шкафы АВР, источники бесперебойного питания, система оперативного постоянного тока ТЭЦ).</p> <p>Необходимо предусмотреть технические решения по повышению надёжности электроснабжения приборов учета (например, установка малогабаритных источников бесперебойного питания, прокладка новых кабелей электроснабжения и пр.).</p>
3.5.5 Управление и автоматизация.
<p>АИИСУЭ должна:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обеспечивать коммерческий и технический учет энергоресурсов; - обеспечивать максимальную степень автоматизации выполнения функций учета и контроля; - иметь структуру, удобную для реализации функционирования системы; - обеспечивать полноту и целостность информации по объектам; - обеспечивать необходимую точность измерений; - обеспечивать достоверность и непротиворечивость данных; - обеспечивать контроль режимов работы тепловых и газовых сетей, энергетического оборудования; - обеспечивать формирование отчетных документов автоматизированным, либо полуавтоматизированным способами; - обеспечивать расчет удельных затрат энергоносителей; - обеспечивать автоматическое выполнение диагностики работоспособности АИИСУЭ и ее компонентов; - обеспечивать безопасность и надежность работы; - обеспечивать защиту информации от несанкционированного доступа; - обеспечивать сохранность информации; - обеспечивать функции существующей КТС «Энергия»; - обеспечивать требуемую скорость передачи данных; - соблюдать стандарты, установленные нормативы; - иметь интеграцию с существующей АИИС КУЭ ТЭЦ. <p>АИИСУЭ должна автоматически фиксировать текущие значения показаний приборов учёта с задаваемой с верхних уровней периодичностью; осуществлять накопление, хранение и передачу данных по регламенту или по запросу с верхних уровней.</p> <p>АИИСУЭ должна осуществлять сбор, обработку, накопление, хранение, отображение и передачу информации о количестве энергоресурсов.</p> <p>Все средства измерений, входящие в состав АИИСУЭ, равно как и сама АИИСУЭ (по результатам работ по внедрению) должны быть внесены в Госреестр СИ.</p> <p>Программное обеспечение АИИСУЭ должно обеспечивать многопользовательский режим (с разграничением прав пользователей).</p> <p>Программное обеспечение АИИСУЭ должно предоставлять возможность администрирования с выполнением следующих функций:</p> <ul style="list-style-type: none"> - управление правами доступа пользователей; - создание, редактирование каналов, групп учета, отчетных форм;

- ведение контрольных журналов для регистрации изменений баз данных АИИСУЭ. АИИСУЭ должна обладать надёжной защитой информации от потерь и искажений при аппаратных отказах и попытках несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровнях.

АИИСУЭ должна иметь возможность дальнейшего наращивания и модернизации программно-аппаратных средств.

Работоспособность АИИСУЭ должна сохраняться при отключении или выходе из строя части оборудования и автоматически восстанавливаться при включении или введении в строй оборудования.

АИИСУЭ должна постоянно выполнять автоматическую самодиагностику, регистрировать сбои, отказы технических средств, входящих в её состав.

Необходимо предусмотреть технические решения в части электромагнитной совместимости оборудования АИИСУЭ, в том числе грозозащиты измерительных приборов, входящих в состав АИИСУЭ.

Необходимо использование УСД (УСПД) с памятью, и установка отдельного серверного шкафа АИИСУЭ с двумя дублирующими друг друга серверами (основной и резервный).

Необходима синхронизация АИИСУЭ по времени с помощью GPS/Глонасс.

С целью минимизации затрат при реализации проекта, а также для максимального использования оборудования существующей КТС «Энергия», в качестве программно-аппаратного обеспечения АИИСУЭ использовать программно-аппаратный комплекс КТС «Энергия+» производства НТП «Энергоконтроль» (442963, Россия, г. Заречный Пензенской обл., ул. Ленина, д. 4а, тел.: 61-39-82; 60-60-43 тел/факс: (8412) 61-39-83, 60-60-43; kontrol@kontrol.e4u.ru, kontrol2@mail.ru www.energocontrol.ru).

Лицензии на ПО, входящее в состав АИИСУЭ, должны быть «бессрочными» (без необходимости каких-либо дополнительных лицензионных платежей при эксплуатации для продления лицензий).

Приборы учёта, первичные измерительные преобразователи должны иметь телеметрические выходы для передачи показаний, должны быть доступны для просмотра данных, в том числе данных о количестве поставленной тепловой энергии, теплоносителя, потреблённом количестве природного газа, расходах по подпиточным трубопроводам, вводам хозяйственной воды, трубопроводов технической (циркуляционной, производственной) воды, конденсатопроводов, сбросных (сточных) вод.

Снятие показаний с первичных измерительных преобразователей должно осуществляться автоматически, с помощью проектируемой АИИСУЭ с использованием специализированных промышленных контроллеров (устройств сбора и передачи данных) и открытых протоколов обмена, включая иные показания, предусмотренные технической документацией и отображаемые приборами учёта.

Предусмотреть дублирование (резервирование) информации как по причине исчезновения электропитания (до 24ч), так и для предотвращения возможных пропаданий данных, предоставляемых потребителям (поставщикам) энергоресурсов, так и контролирующих органов, а также для оценки правильности показаний приборов учёта.

Предусмотреть индикацию состояний как самих узлов учёта в целом, так и приборов учёта в отдельности, в том числе индикацию направления движения (в связи с возможным реверсом) теплоносителя (горячая вода) на коммерческих узлах учёта по Приложению № 1 настоящего ТЗ.

3.5.6 Решения по обеспечению пожарной безопасности.

При прокладке новых кабельных линий (электроснабжения, связи) использовать кабельную продукцию с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке.

3.5.7 Механизация ремонтных работ.

Требования не предъявляются.

3.5.8 Анतिकоррозийная защита и тепловая изоляция.

После монтажа новых узлов учёта, а также после модернизации существующих узлов учёта, предусмотреть проектом (при необходимости) работы по восстановлению антикоррозийных и теплоизоляционных покрытий трубопроводов.

Подраздел 3.6 Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям.
<i>Содержание документации должно отвечать требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», Приказа по проектирующей организации выполняющей разработку проектной документации, а также требованиям настоящего ТЗ.</i>
Подраздел 3.7 Выделений очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению здания / сооружения.
<i>АИИСУЭ должна иметь возможность дальнейшего наращивания и модернизации программно-технических средств: количество точек подключения по коммерческому учету до 1500, количество точек технического учета до 500 (указано ориентировочное количество перспективных точек подключения, так как должна быть предусмотрена необходимость создания оперативного резерва (запаса) по техническим устройствам и количеству точек учёта в лицензиях на программное обеспечение).</i>
Подраздел 3.8 Требования к организации строительства.
<i>Организация строительства в соответствии с разделом ПОС проектной документации.</i>
Подраздел 3.9 Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий
<i>В проект включить раздел «Охрана окружающей среды». В данном разделе учесть выбросы в атмосферу (в том числе от проведения сварочных работ), объем твердых отходов (металлолом, огарки сварочных электродов, сварочный шлак, обтирочный материал, строительный мусор и др.).</i>
Подраздел 3.10 Требования к режиму безопасности и гигиене труда.
В соответствии с требованиями: - Федерального Закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; - Федерального Закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»; - Трудового Кодекса Российской Федерации.
Подраздел 3.11 Требования по ассимиляции производства.
<i>Требования не предъявляются.</i>
Подраздел 3.12 Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.
<i>Требования не предъявляются.</i>
Подраздел 3.13 Мероприятия по разработке требований к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства.
<i>Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства в соответствии с Федеральным Законом от 28.11.2011 № 337-ФЗ.</i>
Подраздел 3.14 Требования к сметной документации.
<i>Сметную документацию выполнить в двух уровнях цен: сметно-нормативной базы 2001 года и текущих ценах в соответствии с «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС-81-35 2004 г. Перевод в текущий уровень цен в сводном сметном расчете произвести по индексам изменения сметной стоимости, разработанным территориальными центрами ценообразования в строительстве по согласованию с Заказчиком с указанием документа (письма), на основании которого происходит пересчет стоимости в текущий уровень цен (п. 12 ПП РФ от 18.05.2009 № 427 «О порядке проведения проверки достоверности определения сметной стоимости»). Сводный сметный расчет согласовывается с Заказчиком с указанием должности (в том числе, печать организации) (МДС 81-35.2004 Приложение № 2 Образец № 1).</i>
<i>Сметная документация разрабатывается предпочтительно в ПК «Гранд-Смета» на основании сборников ТЕР Удмуртской Республики (редакция 2014) и предоставляется в формате Excel и программном файле XML. В исключительных случаях (отсутствие нормативной базы ТЕР Удмуртской Республики у потенциального Подрядчика) возможно</i>

представление сметной документации, составленной в ФЕР. В этом случае привязка единичных расценок к местным условиям осуществляется с применением территориальных коэффициентов пересчета для указанного региона к единичным расценкам ФЕР.

При включении в локальные сметы стоимости материалов и оборудования на основании прайс-листов с их приложением, их стоимость подлежит обязательному согласованию с Заказчиком. Следует учитывать, что стоимости по прайс-листам применимы в случае отсутствия единичной стоимости в ценниках базисного периода. При этом все документы, подтверждающие стоимость материалов и оборудования, должны быть представлены и согласованы Заказчиком (с указанием должности, фамилии и инициалов). Прайс-листы должны быть представлены в рублевом исчислении. При отсутствии в прайс-листах расшифровки цены считается, что в стоимости учтены тара, НДС и транспортные расходы по доставке. При определении стоимости по прайс-листам следует в локальной смете в графе «обоснование» указать фирму поставщика, страницу шифра, на которой находится прайс-лист, и номер позиции. Одновременно в прайс-листе указывается позиция и номер локальной сметы. Под каждой строкой локальной сметы показать ценообразование (п. 4.25 МДС 81-35.2004). Прайс-листы должны быть подобраны на основании конъюнктурного анализа с выбором наиболее экономичного варианта с представлением сравнительной таблицы стоимостных показателей и подтверждены Заказчиком (с указанием должности, поставить печать организации) (пп. 4.25, 4.28 МДС 81-35.2004).

По каждой позиции спецификации должны быть предоставлены 3 источника ценовой информации (ТКП, прайс-листы, счет, накладная и т.п.).

При подготовке смет стоимости материалов, оборудования, комплектующих определять как среднее арифметическое из 3-х источников ценовой информации.

Сметная документация для определения стоимости проектно-изыскательских работ должна быть составлена на основании Сборников базовых цен на ПИР с применением индексов изменения стоимости ПИР (утвержденных в установленном порядке).

Стоимость ПНР должна определяться по сборникам ТЕРп (ФЕРп), и не должна превышать 7% от стоимости оборудования. Сметы на пусконаладочные работы выполнять в двух вариантах: «вхолостую» и «под нагрузкой».

В локальных сметах учесть районный коэффициент 15% (письмо Федерального агентства по строительству и ЖКХ от 17.05.2004 г № АП-2724/06).

Коэффициенты, учитывающие условия производства работ и усложняющие факторы применить в соответствии с исходными данными Заказчика, предоставляемыми по отдельным запросам Подрядчика. Повышающие коэффициенты согласно МДС 81 35.2004.

Подраздел 3.15 Состав демонстрационных материалов.

Демонстрационные материалы не требуются.

Подраздел 3.16 Исходные данные, необходимые для проектирования.

Сбор и обработка всех необходимых исходных данных для выполнения работ (в том числе осмотры, замеры по объектам проектирования и т.п.) производятся Исполнителем при предпроектном обследовании, с участием представителей Заказчика.

Материалы, необходимые для выполнения работ, собираются Исполнителем и согласовываются Заказчиком.

Требования к проведению предпроектного обследования – в соответствии с разделом 4.1 настоящего ТЗ.

Подраздел 3.17 Мероприятия по разработке требований к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства

Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства в соответствии с Федеральным Законом от 28.11.2011 № 337-ФЗ.

Подраздел 3.18 Перечень мероприятий по обеспечению доступа инвалидов к объектам здравоохранения, образования, культуры, отдыха, спорта и иным объектам социально-культурного и коммунально-бытового назначения, объектам транспорта, торговли, общественного питания, объектам делового, административного, финансового, религиозного назначения, объектам жилищного фонда

Мероприятия не требуются.

РАЗДЕЛ 4. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕМУ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ

Подраздел 4.1 Требования к объемам работ

Документация разрабатывается в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию», приказом по проектирующей организации, выполняющей разработку документации, ГОСТ Р 21.1101-2013 и требованиями настоящего ТЗ.

Объем проектных работ включает в себя проведение предпроектного обследования объектов проектирования, разработку и согласование (по результатам предпроектного обследования) проектно-сметной документации, включая комплект рабочей документации (технорабочего проекта), на создание АИИСУЭ ТЭЦ, выполняемое с максимальным использованием имеющегося оборудования КТС «Энергия».

Объем проектных работ также включает в себя разработку технических решений (в составе проектно-сметной документации и технорабочего проекта) на модернизацию существующих узлов учета энергоресурсов, узлов учета газа, установку новых узлов учета энергоресурсов, повышение надежности электроснабжения существующих узлов учета, электроснабжение вновь устанавливаемых узлов учета, замену серверного оборудования существующей КТС «Энергия» ТЭЦ, замену (при необходимости) существующих линий связи и организацию новых каналов связи для компонентов АИИСУЭ.

Также в объем работ входит организация проведения экспертизы промышленной безопасности и метрологической экспертизы разработанной документации, либо (при достаточности, и с учетом принятых проектных решений) её отдельных разделов / подразделов.

Проектом должны быть предусмотрены затраты на согласование проектных решений по узлам учета с поставщиками энергоресурсов (при необходимости), и внедрение АИИСУЭ «под ключ» (с выполнением требований персонала Заказчика в части эксплуатационных и функциональных возможностей АИИСУЭ), а также работы по метрологическому обеспечению как узлов учёта энергоресурсов, так и АИИСУЭ в целом.

Общий перечень работ при внедрении АИИСУЭ (затраты на которые должны быть предусмотрены проектом):

- пусконаладочные работы;
- разработка рабочих мест (схем, экранных форм и т.п.) верхнего уровня;
- конфигурация и привязка нижних уровней;
- подготовка форм отчетов и т.д.;
- метрологическое обеспечение модернизированных узлов учета (в том числе метрологическая экспертиза модернизированных узлов учета газа, и все необходимые работы по согласованию и принятию модернизированных узлов учета газа в эксплуатацию);
- метрологическое обеспечение АИИСУЭ (разработка методики измерений, сертификация и регистрация АИИСУЭ как средства измерений, внесение АИИСУЭ в Государственный реестр СИ и т.д.).

Работы по испытаниям, аттестации, метрологии и т.п. АИИСУЭ должны быть выполнены «под ключ» специализированными организациями; данные работы должны включать в себя разработку, согласование, утверждение и аттестацию всей необходимой организационной документации, технической документации, технического задания, технических условий, актов, методик измерений, программ, паспортов, формуляров, внесение АИИСУЭ в Государственный реестр СИ, проведение опытной эксплуатации и ввод АИИСУЭ в промышленную эксплуатацию.

До момента ввода АИИСУЭ в промышленную эксплуатацию должна быть проведена проверка всех средств измерений и измерительных каналов, входящих в состав АИИСУЭ. Затраты на проведение проверки предусмотреть проектом в составе работ по внедрению АИИСУЭ.

Метрологическое обеспечение АИИСУЭ должно осуществляться с участием Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ (Росстандарта РФ), либо уполномоченных организаций (например, ФГУП «ВНИИМС», региональные ЦСМ, прочие уполномоченные организации).

Перед началом работ Подрядчик самостоятельно, за свой счет и своими силами обязан провести предпроектное обследование объектов проектирования, включающее:

- обследование существующих узлов учета энергоресурсов, оборудования, каналов связи, устройств сбора данных существующей КТС «Энергия»;

- обследование мест установки новых узлов учета, первичных датчиков;
- определение оптимальных способов передачи данных (витая пара, телефонные пары, оптоволоконный кабель, ЛВС), определение необходимости замены существующих кабелей связи, прокладки новых кабелей связи, изменения трассировки существующих кабелей связи и т.п.);

- определение необходимости замены шкафов и клеммных коробок сигнальных цепей существующей КТС «Энергия»;

- определение технических решений в части электромагнитной совместимости оборудования АИИСУЭ, в том числе грозозащиты измерительных приборов, входящих в состав АИИСУЭ;

- уточнение условий эксплуатации первичных средств измерения (датчики, расходомеры и пр.).

- определение технических решений в части замены (модернизации) существующих узлов учета энергоресурсов;

- определение технических решений в части установки новых узлов учета энергоресурсов, первичных датчиков;

- определение технических решений по повышению надёжности работы узлов учёта энергоресурсов во всех режимах эксплуатации, в том числе в затопляемых зонах;

- определение технических решений в части организации каналов связи, прокладки новых кабелей связи;

- определение технических решений в части выделенного электропитания приборов учёта и всего оборудования АИИСУЭ (уточнение номенклатуры новых кабелей, способов их прокладки и присоединения, шкафы АВР, источники бесперебойного питания и т.п.);

- обследование существующей АИИС КУЭ ТЭЦ, для ее интеграции в состав АИИСУЭ;

- определение структуры построения АИИСУЭ, ее состава и конфигурации. При этом с целью минимизации стоимости проекта и сокращения сроков выполнения работ, предусмотреть максимальное использование существующего оборудования и каналов связи КТС «Энергия»;

- предварительный выбор основного и вспомогательного оборудования АИИСУЭ, первичных датчиков, каналов связи, серверного и коммуникационного оборудования, оборудования верхнего уровня, мест их установки.

В результате предпроектного обследования Заказчику должен быть представлен «Отчёт о результатах предпроектного обследования», в котором должно быть определено следующее:

- структурная схема АИИСУЭ, с указанием всего оборудования, в том числе его расположения, номенклатуры, типов каналов (линий) связи;

- ориентировочный перечень требуемого для создания АИИСУЭ оборудования, с указанием планируемых мест установки оборудования;

- планируемые технические решения в части электроснабжения (краткое описание);

- планируемые технические решения в части каналов связи (краткое описание);

- планируемые технические решения в части модернизации существующих узлов учета, установки новых узлов учета и первичных датчиков, повышения надёжности работы узлов учета (краткое описание).

- перечень модернизируемых узлов учета, вновь устанавливаемых узлов учета, первичных датчиков, с указанием мест их расположения.

<i>Отчет должен быть согласован с Заказчиком.</i>
Подраздел 4.2 Перечень согласований, выполняемых Поставщиком
<i>Документация должна быть согласована с филиалом АО «ОТЭК» в г. Глазове.</i>
<i>Документация в части модернизации узлов учета природного газа (в корп. 74/Т ГРП) должна быть согласована с поставщиком газа и газораспределительной организацией.</i>
<i>Документация в части подключения серверного оборудования и АРМ АИИСУЭ в ЛВС АО ЧМЗ должна быть согласована с СНТП АО ЧМЗ.</i>
<i>Документация в части прокладки новых линий связи по технологическим эстакадам и кабельным галереям промплощадки АО ЧМЗ должна быть согласована с ОГЭ АО ЧМЗ.</i>
<i>Документация (либо её отдельные разделы / подразделы) должна иметь положительное заключение по результатам экспертизы промышленной безопасности и метрологической экспертизы (с учетом требования подраздела 4.1 настоящего ТЗ).</i>

РАЗДЕЛ 5. ТРЕБОВАНИЯ К СРОКУ (ИНТЕРВАЛУ) ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ

<i>Начало выполнения работ – с момента (даты) заключения Договора.</i>
<i>Проведение предпроектного обследования, подготовка и предоставление заказчику отчёта по результатам ППО – в течение 45 (сорока пяти) календарных дней с даты заключения договора.</i>
<i>Разработка документации, включая ее согласование и передачу Заказчику – в течение 170 (ста семидесяти) календарных дней с даты заключения Договора.</i>

РАЗДЕЛ 6. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

<i>Работы выполнять с соблюдением технических, экономических и других требований в соответствии с действующими нормативно-техническими документами предприятия, правилами, инструкциями, национальными стандартами, техническими регламентами и другими действующими нормативными актами Российской Федерации, регламентирующими технологический уровень, качество, объем и комплектность работ.</i>
<i>Принятые решения по объекту проектирования должны обеспечивать функционирование во всех требуемых режимах работы (нормальной эксплуатации, при нарушении нормальных условий эксплуатации), а также должны обеспечивать безопасность обслуживающего персонала при монтаже, подготовке к эксплуатации, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте проектируемого объекта.</i>
<i>Принятые проектные решения по объекту проектирования также должны исключать повреждение измерительные приборов от перенапряжений любого происхождения.</i>
<i>Исполнитель несёт ответственность за недостатки в выполненных работах, в том числе и за те, которые обнаружены при исполнении работ, а так же в процессе эксплуатации объекта. При обнаружении недостатков в выполненных работах Исполнитель обязан безвозмездно их устранить, а так же возместить убытки, вызванные недостатками выполненной Работы.</i>
<i>Заказчик имеет право потребовать у Исполнителя устранения обнаруженных при приемке выполненной Работы ошибок и дефектов, которые Исполнитель обязан устранить без дополнительной оплаты и в срок, определенный Заказчиком.</i>
<i>Необходимо согласование объема и порядка выполнения работ со специалистами Заказчика на всех уровнях их выполнения до сроков окончания работ.</i>

РАЗДЕЛ 7. ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ

<i>Принятые технические и конструктивные решения по всем проектируемым сооружениям должны обеспечивать функционирование во всех требуемых режимах работы (нормальной эксплуатации, при нарушении нормальных условий эксплуатации), а также должны обеспечивать безопасность обслуживающего персонала при монтаже, подготовке к эксплуатации, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.</i>
--

РАЗДЕЛ 8. СДАЧА / ПРИЕМКА РАБОТ, ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ РАБОТ

Исполнитель передает Заказчику по накладной:

- 4 (четыре) оригинальных комплекта разработанной Документации на бумажном носителе и один экземпляр в электронной версии, на оптическом носителе или Flash-носителе (в форматах PDF и редактируемом DWG);

- акт сдачи-приемки разработанной документации с указанием в нем номеров накладных, которыми она была передана;

- акты согласования разработанной документации с представителями филиала АО «ОТЭК» в г. Глазове, а также с представителями прочих организаций, указанных в подразделе 4.2 настоящего ТЗ.

Заказчик в срок не позднее 20 (двадцати) рабочих дней со дня получения акта сдачи-приемки направляет Исполнителю подписанный акт сдачи-приемки Работы или мотивированный отказ. Если в указанный срок акт сдачи-приемки не оформлен или не поступили замечания по Документации, Исполнитель вправе считать выполненную Работу принятой Заказчиком. В этом случае Исполнитель имеет право предъявить к оплате односторонний акт, который является обязательным для Заказчика в качестве основания для оплаты.

В случае наличия замечаний, Исполнитель обязан устранить их в срок, определенный Заказчиком, и направить Заказчику исправленную документацию и Акт приема-передачи выполненных работ.

Состав и структура электронной версии Документации должна быть идентична бумажному оригиналу.

РАЗДЕЛ 9. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

Перечень основных разделов проекта, их состав и объем, а также перечни узлов учета, приборов учета, первичных датчиков должны корректироваться проектной организацией по требованию филиала АО «ОТЭК» в г. Глазове, а также могут корректироваться по инициативе проектной организации и согласованию с филиалом АО «ОТЭК» в г. Глазове для обеспечения надлежащего качества выполненных работ.

Документацию по модернизации узлов коммерческого учета энергоресурсов (Приложение № 1 настоящего ТЗ) выделить в отдельные подразделы (по каждому узлу учета) в проектной документации, технорабочем проекте и сметной документации.

Документацию по установке новых узлов технического учета энергоресурсов и первичных датчиков (Приложение № 3 настоящего ТЗ) выделить в отдельный подраздел в проектной документации, технорабочем проекте и сметной документации.

Выбор типов, марок, технологических, электрических, функциональных параметров, комплектации оборудования, комплектующих, а также технические, схемные решения, опросные листы на оборудование должны согласовываться с филиалом АО «ОТЭК» в г. Глазове на стадии разработки проекта. Применение несогласованного с филиалом АО «ОТЭК» в г. Глазове оборудования, аппаратуры, комплектующих, а также несогласованных опросных листов, проектных, технических и схемных решений не допускается.

Любые обоснованные отступления от требований настоящего технического задания, а также любые целесообразные изменения и дополнения должны приниматься проектной организацией только после согласования с филиалом АО «ОТЭК» в г. Глазове.

РАЗДЕЛ 10. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

№ п/п	Сокращение	Расшифровка сокращения
1	Филиал АО «ОТЭК» в г. Глазове	Филиал Акционерного общества «Объединенная теплоэнергетическая компания» в городе Глазове
2	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
3	ГОСТ	Государственный стандарт
4	СНиП	Строительные нормы и правила
5	СП	Свод правил
6	РФ	Российская Федерация
7	ТЗ	Техническое задание
8	ППО	Предпроектное обследование
9	ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
10	ИИК	Информационно-измерительный комплекс
11	ОСР	Объектный сметный расчет
12	МДС	Методическая документация в строительстве
13	ЛВС	Локальная вычислительная сеть
14	АО ЧМЗ	Акционерное общество «Чепецкий механический завод»
15	ОГЭ	Отдел главного энергетика
16	ФГУП «ВНИИМС»	Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы».
17	ЦСМ	Центр стандартизации и метрологии
18	СМР	Строительно-монтажные работы
19	ПНР	Пусконаладочные работы
20	АИИСУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система учёта энергоресурсов
21	АИИСКУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии
22	ГЩУ	Главный щит управления
23	СИ	Средство измерения
24	АРМ	Автоматизированное рабочее место
25	Код ОКП	Код общероссийского классификатора продукции
26	МПИ	Межповерочный интервал
27	УСД	Устройство сбора данных
28	УСПД	Устройство сбора и передачи данных
29	СУБД	Система управления базой данных
30	ФЗ	Федеральный закон
31	ФЕР	Федеральные единые расценки
32	ТЕР	Территориальные единые расценки
33	СНТП	Специальное научно-техническое подразделение
34	ХОВ	Химически очищенная вода
35	ХВО	Химводоочистка

РАЗДЕЛ 11. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Номер приложения	Наименование приложения	Количество страниц
1	Перечень существующих узлов коммерческого учета энергоресурсов	7
2	Перечень существующих узлов технического учета энергоресурсов	2

3	Перечень вновь устанавливаемых узлов технического учета энергоресурсов, прочих первичных датчиков	4
4	Перечень используемых на узлах учета средств измерений и их возможная замена	1
5	Узлы учета ТЭЦ (топологические схемы)	10

Разработали:
В.И. Инженер по КИПиА

Начальник ЭТЛ

СОГЛАСОВАНО:

Начальник котлотурбинного цеха

Начальник электрического цеха

Начальник химического цеха

Начальник ОРТПир

Начальник участка ТАИ

Начальник отдела балансов и режимов

Начальник отдела по реализации тепловой энергии

Начальник ПТО

Ведущий специалист по ИТ

Начальник УПП АО «ОТЭК»

Руководитель проекта УЗМТОиТО АО «ОТЭК»

23.08.2017

К.В. Маершин

Н.В. Мокрушин

А.А. Хлебников

С.В. Жуйков

Е.А. Огорельцева

А.В. Селезнев

В.М. Шишкин

И.А. Лагунов

А.Н. Коробов

О.М. Шушканова

М.В. Баженов

Ю.Г. Григорьев

К.Н. Расторгуев

Перечень существующих узлов коммерческого учета энергоресурсов

№№ п/п	Наименование узла	Место-нахождение	Носитель	Измеряемый параметр носителя	Предел измерения	Требуемая погрешность измерения	Примечание
1	Узел АСТ	В районе станции пожаротушения	Горячая вода	Расход (ПВ)	72 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ПВ)	180 °С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ПВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
				Расход (ОВ)	72 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ОВ)	180 °С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ОВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
2	Узел ТХ	Эстакада на складе цеха 11 (шатры)	Горячая вода	Расход (ПВ)	4500 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ПВ)	180 °С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ПВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
				Расход (ОВ)	4500 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	

				Температура (ОВ)	180 °C	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5 + 3\Delta t_{\min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ОВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
3	Узел 311	Эстакада в районе корп. 60	Горячая вода	Расход (ПВ)	4500 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1 + 0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ПВ)	180 °C	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5 + 3\Delta t_{\min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ПВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
				Расход (ОВ)	4500 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1 + 0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ОВ)	180 °C	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5 + 3\Delta t_{\min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ОВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
4	Узел 311	Эстакада в районе корп. 60	Пар	Расход (узел А)	160 м³/ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
				Температура (узел А)	300°C	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ\text{C}$	
				Давление (узел А)	1,6 МПа	приведенная не более $\pm 1\%$	
5	Узел 311	Эстакада в районе корп. 60	Пар	Расход (узел В)	400 м³/ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
				Температура (узел В)	300°C	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ\text{C}$	
				Давление (узел В)	1,6 МПа	приведенная не более $\pm 1\%$	
6	Узел 96	Эстакада в районе южной проходной	Горячая вода	Расход (ПВ)	4500 м³/ч	относительная максимально допустимая	

						$E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ПВ)	180 °С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{\min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ПВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
				Расход (ОВ)	4500 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ОВ)	180 °С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{\min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ОВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
7	Узел 96 «МСЧ»	Эстакада в районе южной проходной	Пар	Расход	800 м ³ /ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
				Температура	300°С	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6+0,004t), ^\circ\text{С}$	
				Давление	1,6 Мпа	приведенная не более $\pm 1\%$	
8	Узел 96 «Крона-лес»	Эстакада в районе южной проходной	Пар	Расход	2500 м ³ /ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
				Температура	300°С	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6+0,004t), ^\circ\text{С}$	
				Давление	1,6 Мпа	приведенная не более $\pm 1\%$	
9	Узел микрор-н И	Эстакада в районе корп. 270	Горячая вода	Расход (ПВ)	4500 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ПВ)	180 °С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{\min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ПВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	

				Расход (ОВ)	4500 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (ОВ)	180 °С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{min}/\Delta t), \%$	
				Давление (ОВ)	2,5 МПа	приведенная не более $\pm 2\%$	
10	Узел подпитки	Корп. 1Т (ТЭЦ)	Горячая вода	Расход (линия 1)	2000 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (линия 1)	180°С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{min}/\Delta t), \%$	
				Давление (линия 1)	1,6 Мпа	приведенная не более $\pm 2\%$	
				Расход (линия 2)	2000 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Температура (линия 2)	180°С	относительная максимально допустимая пары датчиков $E_t = \pm(0,5+3\Delta t_{min}/\Delta t), \%$	
				Давление (линия 2)	1,6 Мпа	приведенная не более $\pm 2\%$	
11	БНС	Корп. 26Т	Вода	Расход (левый напорный водовод)	5000 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
12				Расход (правый напорный водовод)	5000 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
13	ПНС	Корп. 177Т	Вода	Расход (ПрВ1)	2000 м ³ /ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	

				Расход (ПрВ2)	2000 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
14	СН ТЭЦ	Корп. 1Т (ТЭЦ)	Вода	Расход (ПрВ1)	630 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Расход (ПрВ2)	630 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
15	Стоки (Сбросны е каналы)		Стоки	Расход (Зимний сброс)	1048 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Расход (правый сбросной)	1716,7 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Расход (средний сбросной)	1203,7 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
				Расход (левый сбросной)	972,11 м³/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1+0,01G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	
16	Природны й газ, линия учета №1	Корп. 74Т (ГРП)	Природн ый газ	Расход	6000...2200 0 н.м³/ч	В соответствии с МИ 3082-2007	
17				Температу ра	100 °С	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6+0,004t)$, ° С	
18				Давление	1,6 Мпа	приведенная не более $\pm 2\%$	
19	Природны й газ, линия учета №2			Расход	19597...520 07 н.м³/ч	В соответствии с МИ 3082-2007	
20				Температу ра	100 °С	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6+0,004t)$, ° С	
21				Давление	1,6 Мпа	приведенная не более $\pm 2\%$	
22	Природны й газ,			Расход	19460...516 44 н.м³/ч	В соответствии с МИ 3082-2007	

23	линия учета №3			Температура	100 °С	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ\text{C}$	
24				Давление	1,6 Мпа	приведенная не более $\pm 2\%$	
25	Счетчик воды	ввод №2, счетчик воды	ХПВ	Расход	350 м3/ч	относительная максимально допустимая $E_f = \pm(1 + 0,01 G_{\max}/G)$, но не более $\pm 3,5\%$	ВСХ ДУ150
26	Счетчик воды	ввод №1, счетчик воды	ХПВ	Расход	250 м3/ч		ВСХ ДУ100
27	Счетчик холодной воды	ввод №4, счетчик воды	ХПВ	Расход	5 м3/ч		ВСХд ДУ20
28	Счетчик холодной воды	ввод №1, счетчик воды	ХПВ	Расход	300 м3/ч		ВСХ Нд ДУ100
29	Счетчик холодной воды	ввод №1, счетчик воды	ХПВ	Расход	90 м3/ч		ВСХ Нд ДУ50
30	Счетчик холодной воды	ввод №1, счетчик воды	ХПВ	Расход	300 м3/ч		ВСХ Нд ДУ100
31	Счетчик холодной воды	ввод №2, счетчик воды	ХПВ	Расход	90 м3/ч		ВСХ Нд ДУ50
32	Счетчик холодной воды	ввод №2, счетчик воды	ХПВ	Расход	90 м3/ч		ВСХ Нд ДУ50
33	Счетчик холодной воды	ввод №2, счетчик воды	ХПВ	Расход	600 м3/ч		ВСХ Нд ДУ150
34	Счетчик холодной воды	ввод №3, счетчик воды	ХПВ	Расход	300 м3/ч		ВСХ Нд ДУ100
35	Счетчик холодной воды	Уз.уч., счетчик воды	ХПВ	Расход	90 м3/ч		ВСХ Нд ДУ50
36	Счетчик холодной воды	Уз.уч., счетчик воды	ХПВ	Расход	90 м3/ч		ВСХ Нд ДУ50
37	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуку.	Турбинный, ХВО-2	ХПВ	Расход	$0,45 \cdot 10^{-4}$ м3/ч		US800
38	Счетчик холодной воды	Уз.уч., счетчик воды	ХПВ	Расход	90 м3/ч		ВСХ Нд ДУ50
39	Счетчик холодной воды	Уз.уч., счетчик воды	ХПВ	Расход	5 м3/ч		СВ-20ИГ ДУ20
40	Пар на пр-во 1 оч.	Корп. 1Т	Пар	Расход	25 т/ч	относительная не более $\pm 3\%$ в	

						диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
			Пар	Температура	300 °C	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ \text{C}$	
			Пар	Давление	1,6 МПа	приведенная не более $\pm 1\%$	
41	Пар на пр-во 2 оч. (Лев.)	Корп. 1Т	Пар	Расход	18 т/ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
			Пар	Температура	300 °C	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ \text{C}$	
			Пар	Давление	1,6 МПа	приведенная не более $\pm 1\%$	
42	Пар на пр-во 2 оч. (Прав.)	Корп. 1Т	Пар	Расход	18 т/ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
			Пар	Температура	300 °C	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ \text{C}$	
			Пар	Давление	1,6 МПа	приведенная не более $\pm 1\%$	
43	Пар на пр-во 700-1	Корп. 1Т	Пар	Расход	50 т/ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
			Пар	Температура	300 °C	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ \text{C}$	
			Пар	Давление	1,6 МПа	приведенная не более $\pm 1\%$	
44	Пар на пр-во 700-2	Корп. 1Т	Пар	Расход	50 т/ч	относительная не более $\pm 3\%$ в диапазоне расхода пара от 10 до 100%	
			Пар	Температура	300 °C	абсолютная $\Delta t = \pm(0,6 + 0,004t), ^\circ \text{C}$	
			Пар	Давление	1,6 МПа	приведенная не более $\pm 1\%$	
45	Сжатый воздух от ООО «ТБК»	Корп. 1Т, район котла №13	Сжатый воздух	Расход	400 м3/ч	относительная не более $\pm 1,5\%$	

Перечень существующих узлов технического учета энергоресурсов

№№ пп	Наименован ие узла	Место- нахождение	Измеряемый параметр носителя	Предел измерения	Примечание
1	Расходомер акустический	Производственна я насосная (ПНС)- брызгал.	Q.стоков	972,11 м3/ч;0,795 м	ЭХО-Р-02
2	Расходомер акустический	Производственна я насосная (ПНС)- брызгал.	Q.стоков	1716,7 м3/ч;0,797 м	ЭХО-Р-02
3	Расходомер- счетчик мод.510	БНС,	Забор речной воды (правый)	5000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
4	Расходомер- счетчик мод.510	БНС,	Забор речной воды (левый)	5000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
5	Расходомер- счетчик ультразвуковой	Корп. 1/Г	Подающий трубопровод сетевой воды №106	8000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
6	Расходомер- счетчик ультразвуковой	Корп. 1/Г	Обратные трубопроводы сетевой воды №109;110	3000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
7	Расходомер- счетчик ультразвуковой	Корп. 1/Г	Обратный трубопровод сетевой воды №113	2000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
8	Расходомер- счетчик ультразвуковой	Корп. 65/Г	трубопроводы сетевой воды ВК2 №119; №118	8000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
9	Расходомер- счетчик ультразвук. мод.510	Корп. 1/Г	Обратный трубопровод сетевой воды №20	2000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
10	Расходомер- счетчик ультразвуковой	Корп. 1/Г	Обратный трубопровод сетевой воды №3	2000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
11	Расходомер- счетчик ультразвуковой 21-А-Р	Бойлерная установка N1+подп.		2000 м3/ч	US800
12	Расходомер- счетчик мод.510	ПНС, н2	производств.вода	2000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
13	Расходомер- счетчик мод.510	ПНС, н1	производств.вода	2000 м3/ч	УРСВ ВЗЛЕТ МР
14	Преобразователь расхода электромагнитны й	Б/У 1 ввод № 2	производств.вода	630 м3/ч	ПРЭМ
15	Преобразователь расхода электромагнитны й	Подвальное помещение у корпуса 21/Г ввод № 1	производств.вода	630 м3/ч	ПРЭМ
16	Термометр сопротивления	Турбинное отделение, Б/У	конденсат на 1 оч. завода	160 С ГР РТ100	ТСП-Н

		№1			
17	Преобразователь давления ПДТВХ-1-02	Турбинное отделение, Б/У №1	конденсат на 1 оч. завода	1,0 МПа	ПДТВХ-1
18	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой	Турбинное отделение, Б/У №1	конденсат на 1 оч. завода	30 м3/ч	US800
19	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой	Котельное отделение за котлом №10	конденсат на 2 оч. завода	70 м3/ч	US800
20	Термометр сопротивления	Котельное отделение за котлом №10	конденсат на 2 оч. завода	160 С PT100	ТСП-Н
21	Датчик давления мод.ДИ-13П-01	Котельное отделение за котлом №10	конденсат на 2 оч. завода	2,5 МПа	МИДА-13П
22	Преобразователь ДИ	Район котла №13	Сжатый воздух	1 МПа	Метран-100
23	Расходомер	ХВО-1	Вода	350 т/ч	Диафрагма
24	Расходомер	ХВО-1	Пар	10 т/ч	Диафрагма
25	Расходомер	ХВО-1	Вода (ХОВ 1 нитка)	175 т/ч	Диафрагма
26	Расходомер	ХВО-1	Вода (ХОВ 2 нитка)	175 т/ч	Диафрагма
27	Расходомер	ХВО-2	Сжатый воздух	1500 т/ч	Диафрагма
28	Расходомер	ХВО-2	Пар	10 т/ч	Диафрагма
29	Расходомер	ХВО-2	Вода (ХОВ ХВО-2)	1250 т/ч	Диафрагма

**Перечень вновь устанавливаемых узлов технического учета энергоресурсов,
прочих первичных датчиков**

№№ п/п	Наименование узла, первичного датчика	Местонахождение	Носитель	Измеряемый параметр носителя	Предел измерения	Примечание
1	Установка обратного осмоса	Корп. 1Т, котельный цех	Химочищенная вода	Расход до установки	до 50 т/ч	Расходомер
2				Давление до установки	4,0 кгс/см ²	Манометр
3				Температура до установки	20 ⁰ С	термометр
4				Расход после установки	30 т/ч	Расходомер
5				Давление после установки	4,0 кгс/см ²	Манометр
6				Температура после установки	20 ⁰ С	термометр
7	ПВД-1	Корп. 1Т	Конденсат	Расход на ПВД	15 т/ч	Расходомер
8			Конденсат	Температура	130 ⁰ С	термометр
9	ПВД-2		Конденсат	Расход на ПВД	до 15 т/ч	Расходомер
10			Конденсат	Температура	130 ⁰ С	термометр
11	ПВД-3		Конденсат	Расход на ПВД	до 15 т/ч	Расходомер
12			Конденсат	Температура	130 ⁰ С	термометр
13	ПВД-4		Конденсат	Расход на ПВД	до 15 т/ч	Расходомер
14			Конденсат	Температура	130 ⁰ С	термометр
15	ПВД-5		Конденсат	Расход на ПВД	до 15 т/ч	Расходомер
16			Конденсат	Температура	130 ⁰ С	термометр
17	РОУ-6	Корп. 1Т	Питательная вода давлением до 60 кгс/см ²	Расход на охлаждение	До 5 т/ч	Расходомер
18	РОУ-8		Питательная вода давлением до 60 кгс/см ²	Расход на охлаждение	До 10 т/ч	Расходомер
19	РОУ-9		Питательная вода давлением до 60 кгс/см ²	Расход на охлаждение	До 10 т/ч	Расходомер
20	РОУ-10		Питательная вода давлением до	Расход на охлаждение	До 20 т/ч	Расходомер

			60 кгс/см ²			
21	РОУ-11		Питательная вода давлением до 60 кгс/см ²	Расход на охлаждение	До 15 т/ч	Расходомер
22	РОУ-12		Питательная вода давлением до 60 кгс/см ²	Расход на охлаждение	До 15 т/ч	Расходомер
23	ЦТРП	Корп. 270	Прямая сетевая вода	Расход к корпусу 507	До 500 т/ч	Расходомер
24				Расход к корпусу 715 (пр-во 700)	До 500 т/ч	Расходомер
25				Расход 2 оч. завода	До 500 т/ч	Расходомер
26				Расход 1 оч. завода	До 500 т/ч	Расходомер
27				Расход к корпусу 801	До 500 т/ч	Расходомер
28			Обратная сетевая вода	Расход от корпуса 507	До 500 т/ч	Расходомер
29				Расход от корпуса 715	До 500 т/ч	Расходомер
30				Расход от корпуса 801+«ТХ»	До 500 т/ч	Расходомер
31				Температура от корпуса 507	100°С	термометр
32				Температура от корпуса 715	100°С	термометр
33				Температура от корпуса 801+«ТХ»	100°С	термометр
34				Давление от корпуса 507	до 16 кгс/см ²	Манометр
35				Давление от корпуса 715	до 16 кгс/см ²	Манометр
36				Давление от корпуса 801+«ТХ»	до 16 кгс/см ²	Манометр
37	ГПСВ КУ	Корп. 1Т	Химочищенная вода	Расход	До 300 т/ч	Расходомер
38				Температура до ГПСВ	40-60°С	термометр
39				Температура после 1 теплообменника ГПСВ	60-80 °С	термометр
40				Температура после 2 теплообменника ГПСВ	60-80 °С	термометр

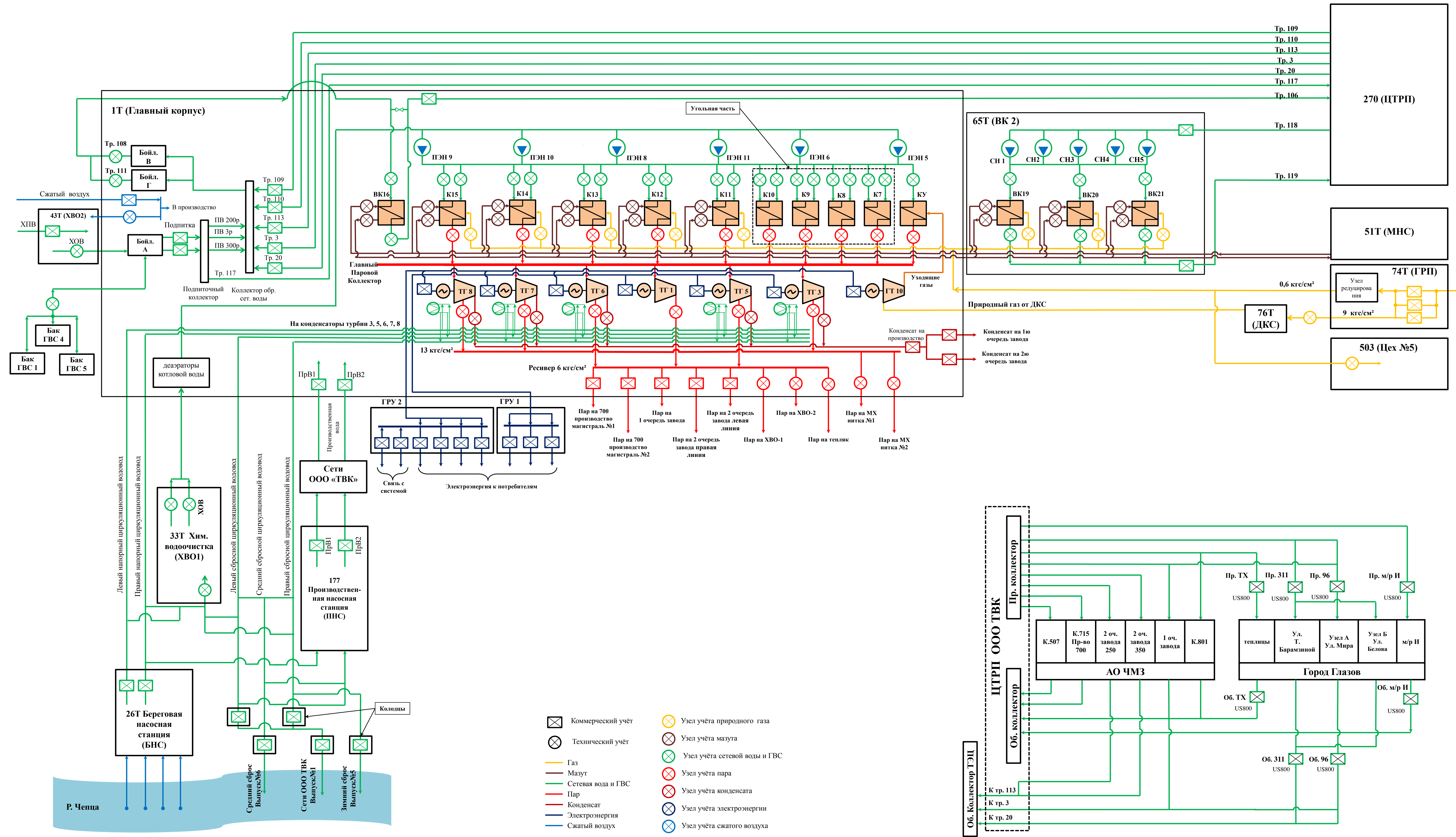
41				Температура после 3 теплообменника ГПСВ	60-80°C	термометр
42				Общая, температура после 1 теплообменника	150°C	термометр
43				Общая, температура после 2 теплообменника	150°C	термометр
44			Конденсат	Общая, температура после 3 теплообменника	150°C	термометр
45	CAO ГТУ	Корп. 1Т	Вода	Расход греющей воды на теплообменник CAO ГТУ	до 50 т/ч	Расходомер
46			Вода	Температура греющей воды до теплообменника	до 120°C	термометр
47			Вода	Температура греющей воды после теплообменника	до 120°C	термометр
48	БНС	Корп. 26Т	Вода	Уровень воды в водоприемнике		Уровнемер УЗ или лазерный
49	ГТУ	Корп. 1Т	Техническая вода	Расход на теплообменники ГТУ	До 300 т/ч	Расходомер-1шт;
50	склад кислоты	36/Т	воздух	Концентрация паров SO2 у бака № 1	0-20 мг/дм3	Требуемая погрешность измерения – менее 2 %
51	склад кислоты	36/Т	воздух	Концентрация паров SO2 у бака № 2	0-20 мг/дм3	Требуемая погрешность измерения – менее 2 %
52	склад кислоты	36/Т	воздух	Концентрация паров SO2 у бака № 3	0-20 мг/дм3	Требуемая погрешность измерения – менее 2 %
53	склад кислоты	36/Т	воздух	Концентрация паров SO2 у бака № 4	0-20 мг/дм3	Требуемая погрешность измерения – менее 2 %
54	мерники ХВО-1	33Т	воздух	Концентрация паров SO2 у мерников ХВО-1	0-20 мг/дм3	Требуемая погрешность измерения – менее 2 %

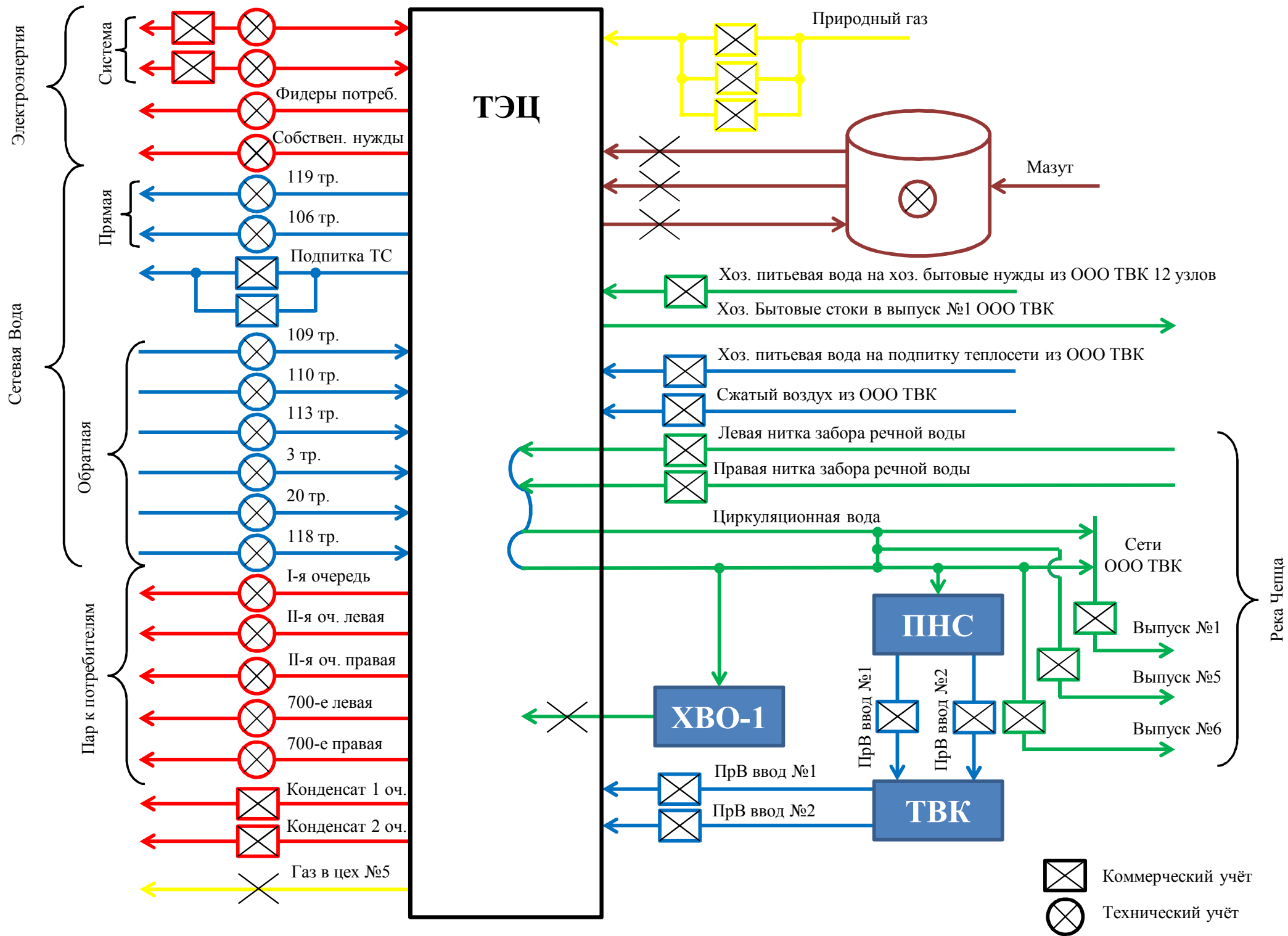
55	мерники ХВО-2	43Т	воздух	Концентрация паров SO ₂ у мерников ХВО- 2	0-20 мг/дм ³	Требуемая погрешность измерения – менее 2 %
56	РОУ-5	Корп. 1Т	пар	Расход редуцированно- го (охлажден- ного) пара	До 75 т/ч	Расходомер
57			пар	Давление до установки	3,9МПа	Манометр
58			пар	Температура до установки	440 ⁰ С	Термопара ХК
59			пар	Давление после установки	1,3 МПа	Манометр
60			пар	Температура после установки	375 ⁰ С	Термопара ХК

Перечень используемых на узлах учета средств измерений и их возможная замена

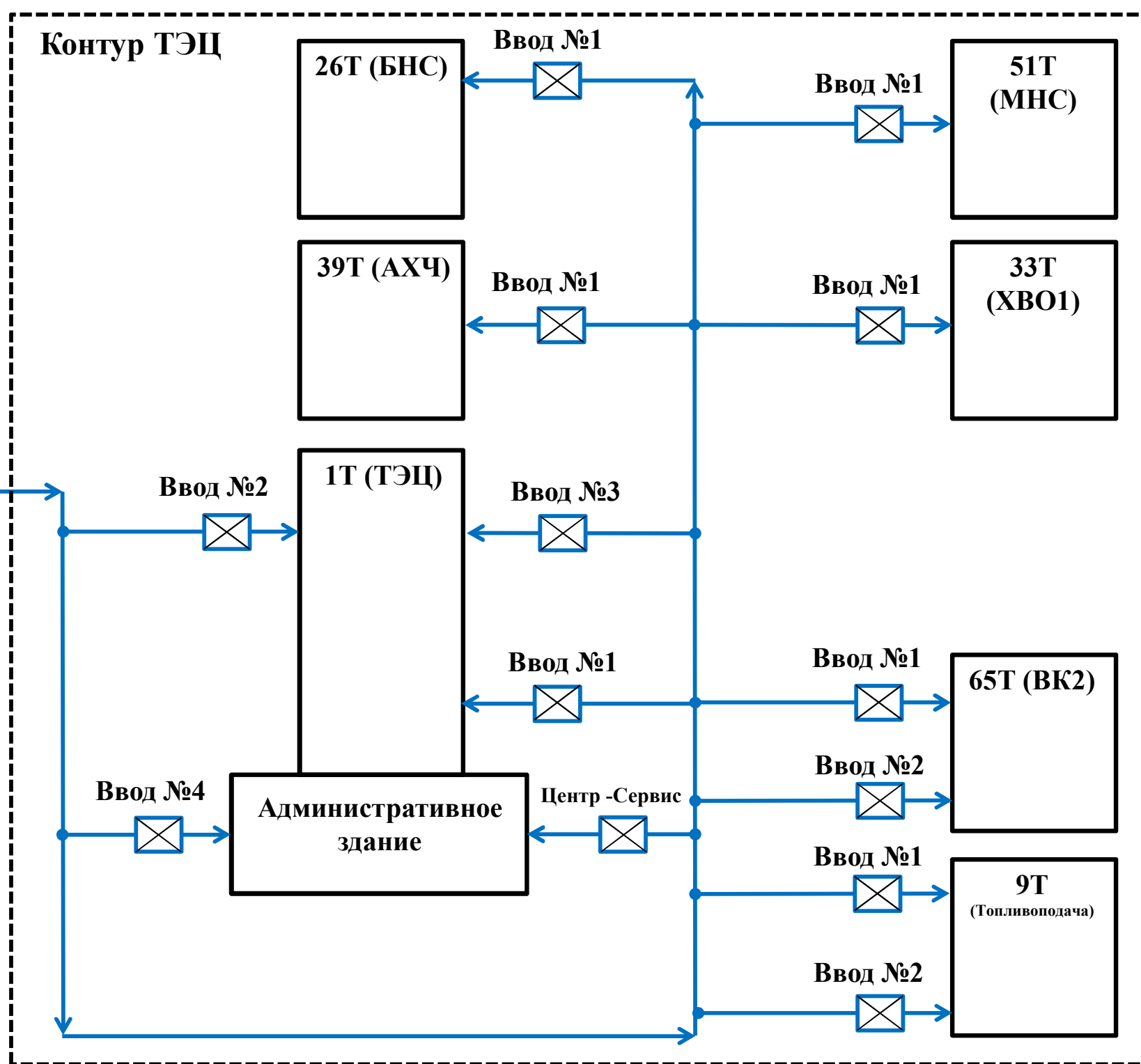
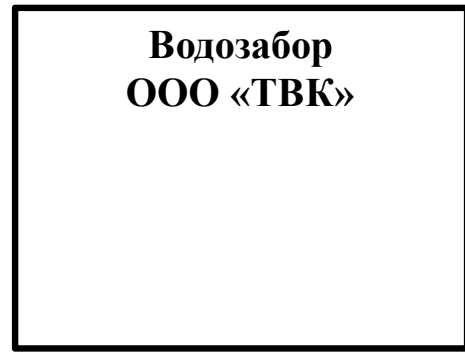
№ № пп	Энергоноситель	Установленное СИ (наименование, тип, модель)	СИ для возможной замены (наименование, тип, модель)	Примечание (в т. ч. – причина замены)
1	Природный газ (расход)	Комплект: диафрагма камерная, датчик разности давлений Метран-43ДД-Ех	Расходомеры природного газа типа ИРВИС или эквиваленты (согласованные с поставщиком газа)	Отсутствие диафрагм в Госреестре СИ (не поверяется), диапазон измерения и погрешность соответствуют текущим требованиям
2	Пар (расход)	Комплект: диафрагма камерная, датчик разности давлений Метран-100ДД	Расходомеры типа ДРГ.М или ТИРЭС (исполнение 450-460 °С)	Отсутствие диафрагм в Госреестре СИ (не поверяется), диапазон измерения и погрешность соответствуют текущим требованиям
3	Горячая вода / отопление (расход)	Преобразователь многофункциональ- ный ИСТОК-ТМ	Преобразователь многофункциональ- ный ЭНЕРГИЯ-ТМ	Не соответствует требованиям «Правил коммерческого учёта тепловой энергии, теплоносителя»
4	Пар на Мазутное хозяйство (расход)	Комплект: диафрагма камерная, датчик разности давлений Метран-100ДД	Расходомеры типа ДРГ.М или ТИРЭС (исполнение 450-460 °С)	Отсутствие диафрагм в Госреестре СИ (не поверяется), диапазон измерения и погрешность соответствуют текущим требованиям
5	Производственн ая (циркуляционна я, техническая) вода (расход)	Расходомер УЗ УРСВ ВЗЛЕТ 510 МР	Расходомер УЗ US800 (с функцией реверса)	Низкая надежность, частые ремонты

Узлы учёта ТЭЦ (топологические схемы)





Контур ТЭЦ



**Природный
ГАЗ**

АО ЧМЗ

Город Глазов

Цех №5

Цех №54

МК ЧМЗ

ООО
Ижстрой-
газ

ООО
ОСКОН

ЧП
Лобанов

Хлебо-
завод

Химмаш

Отключён

Контур ТЭЦ

74Т (ГРП)

Узел
редуцирова
ния

Диафрагмы

0,6 кгс/см²

9 кгс/см²

ГРС

**76Т
(ДКС)**

ГТУ

**К/А
11**

**К/А
12**

**К/А
13**

**К/А
14**

**К/А
15**

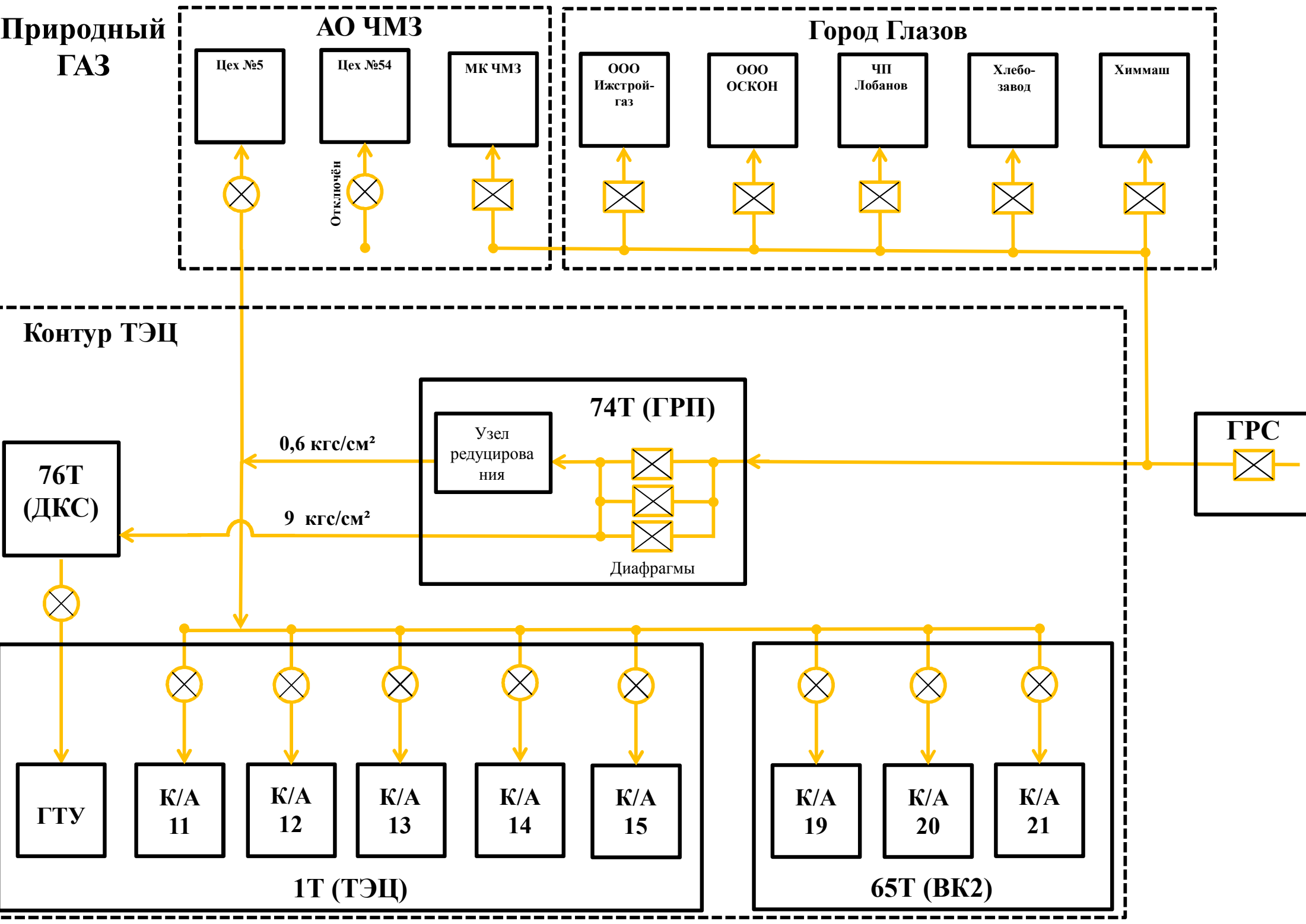
1Т (ТЭЦ)

**К/А
19**

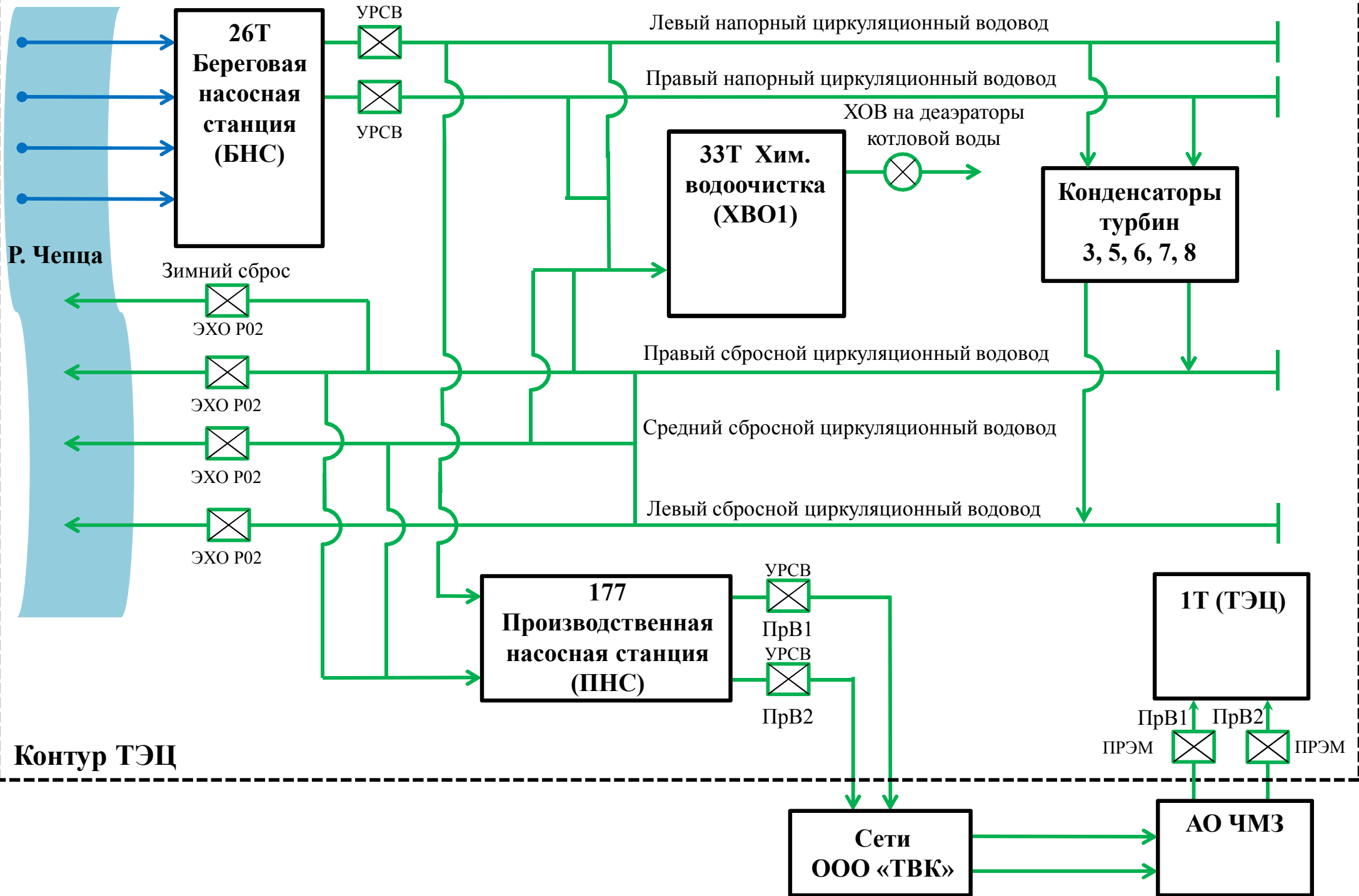
**К/А
20**

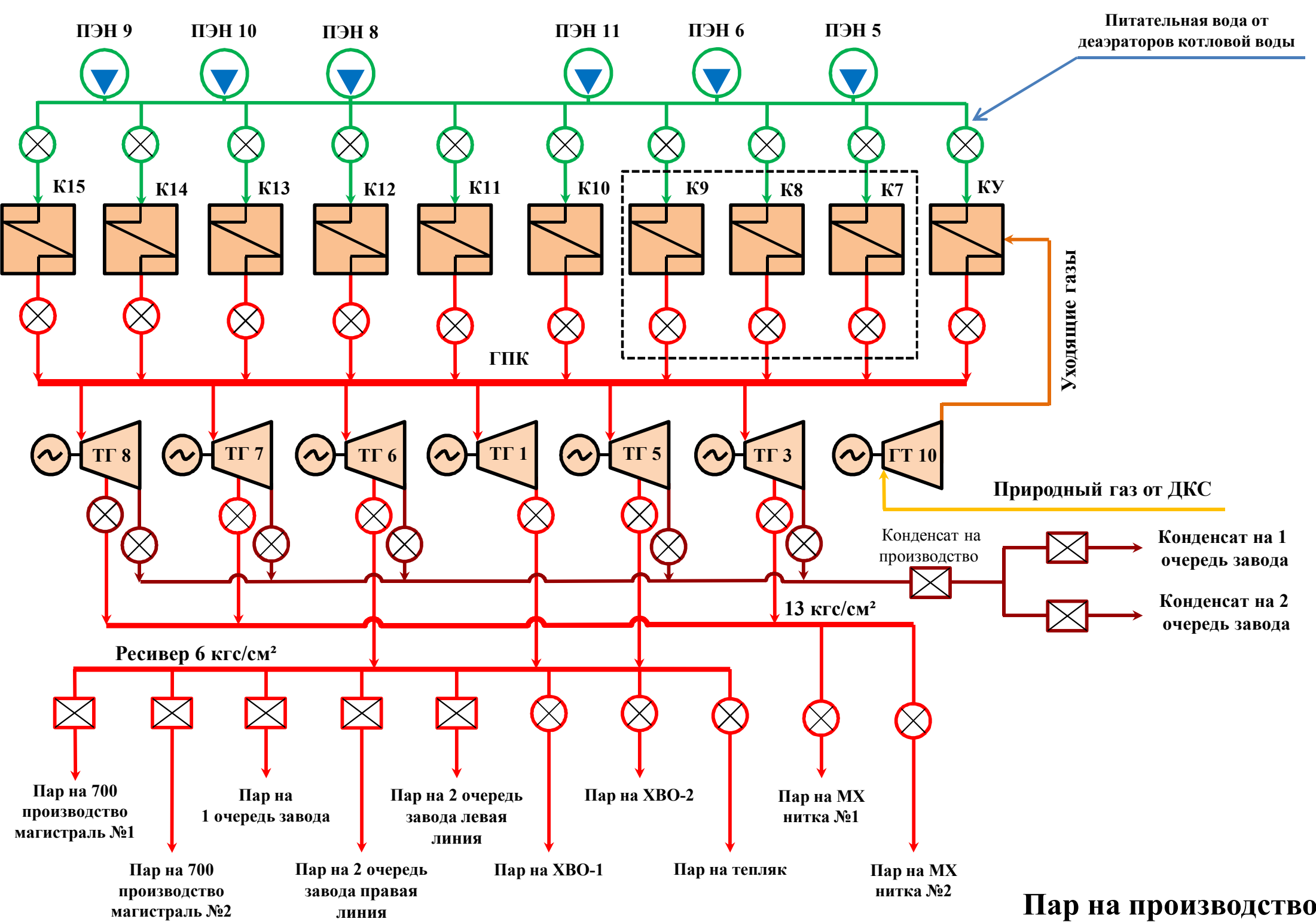
**К/А
21**

65Т (БК2)

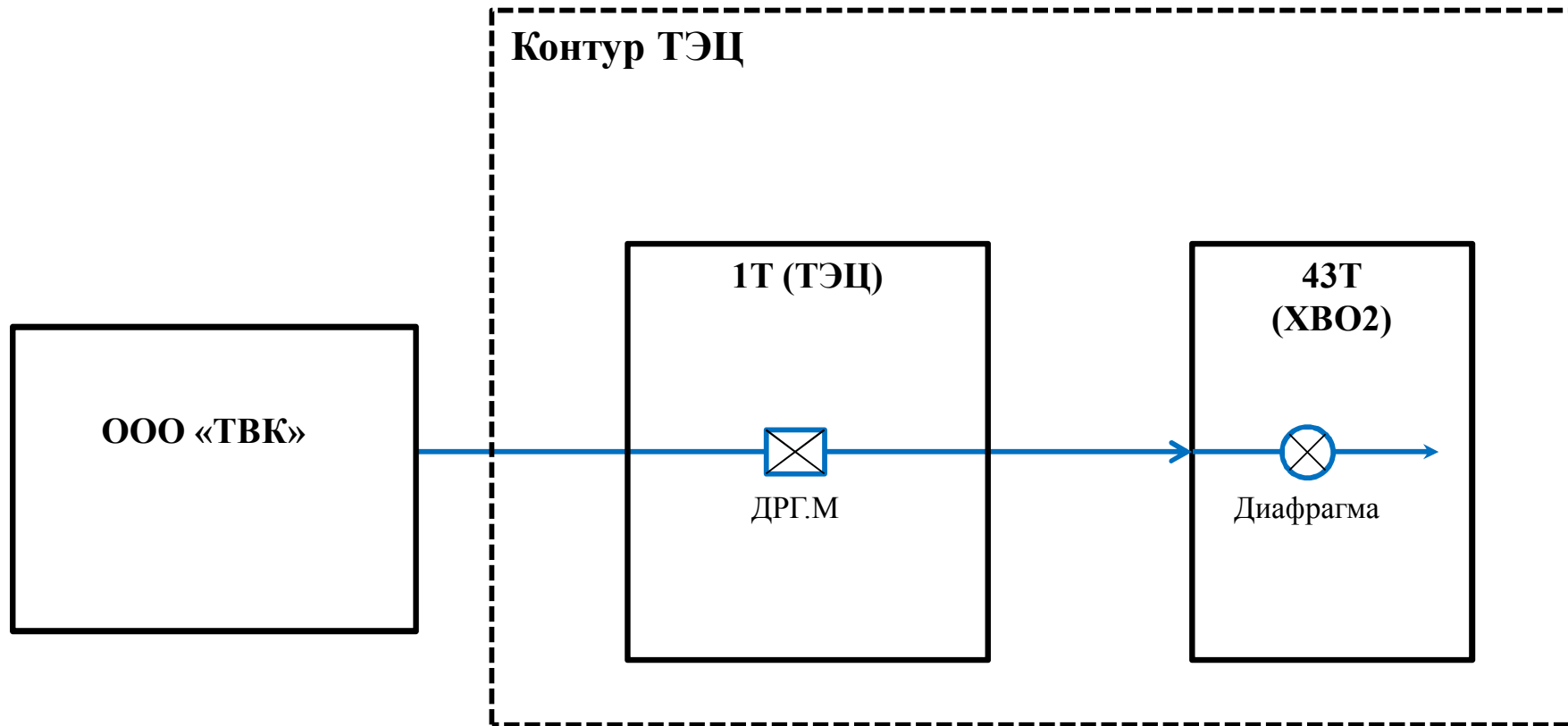


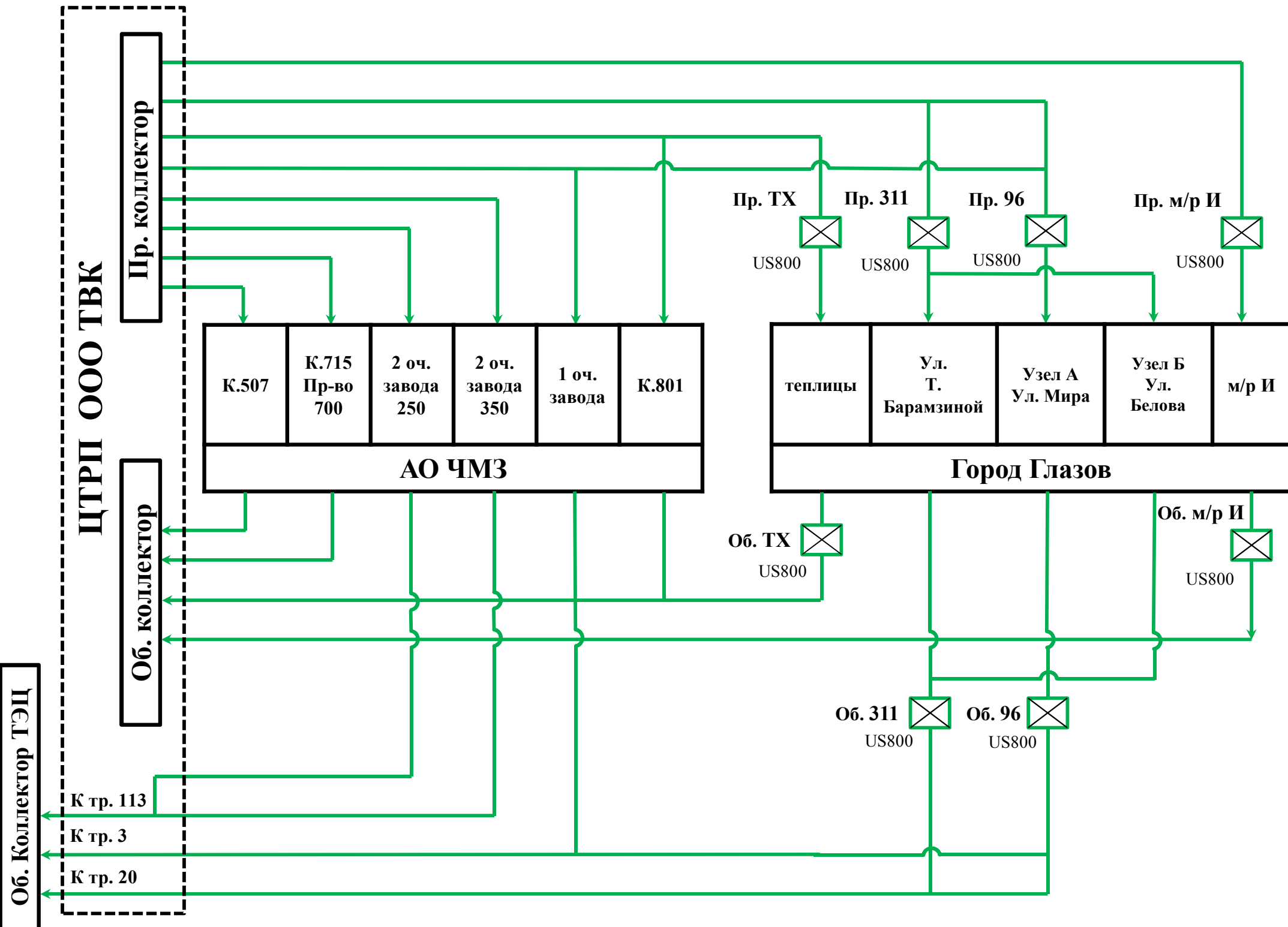
Циркуляционная вода





Сжатый воздух





Сетевая вода и ГВС

Контур ТЭЦ

ЦТП ООО ТВК

