



**ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА»**

**Требования к модернизации, техническому перевооружению,
строительству и реконструкции теплоисточников и ЦТП**

Содержание	Стр.
1. Общие положения	3
2. Источники тепловой энергии	3
2.1. Тепломеханическая схема	3
2.2. Котлы	3
2.3. Горелки	5
2.4. Насосы	5
2.5. Теплообменники	6
2.6. Водоснабжение и водоподготовка	6
2.7. Система вентиляции и отопления	9
2.8. Система подпитки и компенсации температурных расширений	10
2.9. Система электропитания	11
2.10. Система автоматизации и диспетчеризации	11
2.11. Топливоснабжение	12
2.12. Трубопроводы, фитинги и арматура	12
2.13. Дымовые трубы	13
2.14. Архитектурные решения	14
2.15. Узлы учёта энергетических ресурсов	14
3. Требования к термоблокам газовым уличным	14
3.1. Автоматизация	14
3.2. Диспетчеризация	16
3.3. Автоматическая пожарная сигнализация	17
3.4. Узлы учета энергоресурсов	17
3.5. Тепломеханическое оборудование	18
3.6. Электрика	18
4. Центральные тепловые пункты	18
4.1. Тепломеханическое оборудование ЦТП	18
4.2. Электротехническое оборудование ЦТП	19
4.3. АСУ ТП, КИП и диспетчеризация ЦТП	21
4.3.1. АСУ ТП	22
4.3.2. Узлы учета	25
4.3.3. Система диспетчеризации	25
4.4. Отопление и вентиляция	27
Приложение 1. Функциональная тепломеханическая схема	28
Приложение 2. Схема вводного щита электроснабжения	29
Приложение 3. Перечень информационных сигналов для системы диспетчеризации	30

1. Общие положения.

Настоящее Положение разработано с целью применения единых принципиальных технических решений, обеспечивающих надежную, безопасную и экономически эффективную работу котельных и ЦТП при строительстве, техническом перевооружении, реконструкции существующих энергоисточников.

Для энергоисточников (районных котельных) с подключенной нагрузкой более 150 МВт, с сохранением при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении водогрейной и паровой частей, принципиальные технические решения прорабатываются индивидуально по каждому объекту в рамках формирования технического задания на выполнение проектно-изыскательских работ.

Требования данного Положения наряду с действующими нормами и правилами обязательны к применению при разработке Технических заданий на проектирование строительства, технического перевооружения и реконструкции групповых, квартальных и районных теплоисточников.

2. Источники тепловой энергии

Источниками тепловой энергии являются существующие и вновь создаваемые котельные. Данным разделом Положения определяются следующие основные принципиальные технические решения при устройстве новых котельных и при реконструкции, модернизации, техническом перевооружении существующих котельных.

2.1. Тепломеханическая схема

Тепломеханическая схема должна предусматривать возможность подключение теплоносителя от внешнего теплогенератора (резервный источник) к технологическому процессу циркуляции сетевого теплоносителя, теплоносителя собственных нужд, производства санитарной горячей воды системы ГВС. При этом технологические решения в новом проекте должны обеспечивать заданные потребителями требования к параметрам тепловой энергии с автоматическим их регулированием вне зависимости подключены ли к работе установленные в новой котельной котлы, либо подается внешний теплоноситель, либо их одновременная работа. Функциональная схема выполнения типовой тепломеханической схемы с учетом выполнения данного требования приведена в Приложении 1.

Не допускается организация циркуляции теплоносителя сетевыми насосами на оборудование собственных нужд источника, производства санитарной горячей воды для ГВС, систем вентиляции котельной, систем отопления, встроенных (пристроенных) помещений котельной.

Не допускается использование пара в качестве греющего теплоносителя в системах водоподготовки и основного подогрева теплофикационного теплоносителя, воды для подачи в деаэрактор.

2.2. Котлы

Применяемые в создаваемом источнике котлы должны соответствовать следующим требованиям:

- гидравлическое сопротивление котла на номинальной производительности при

$\Delta T=15^{\circ}\text{C}$ - не более 0,05 МПа;

- назначенный срок службы котла не менее 20 лет;
- коэффициент полезного действия котла на мощности 50% при среднетемпературной температуре теплоносителя в размере 85°C должен быть не менее 94%;
- количество пусков котла из холодного состояния – не ограничено;
- минимальный расход теплоносителя через котел с рабочей температурой до 110°C не нормируется;
- теплонапряженность топки - не более 1,2 МВт/куб. м;
- опорожнение котла – самосливом;
- в многокотловой установке допускается применение котлов разной мощности с отличием ее величины не более 30%;
- по газовому тракту котлы работают под наддувом без дымососов.

Принять как типовое решение применение комплексного решения при проведении технического перевооружения районных котельных ГУП «ТЭК СПб» заключающегося в следующем:

- Замену паровых котлов типа ДКВР производить на паровые жаротрубные;
- Замену производить одновременно не менее 2-х ДКВР с установкой двух котлоагрегатов на базе жаротрубных котлов общей производительностью равной трем с выводом третьего котла из эксплуатации;
- При проведении замены паровых котлов кроме замены питательных деаэраторов, одновременно рассматривать возможность замены сетевых деаэраторов общей производительностью, соответствующей выработке пара от новых котлов и применением типовой модульной схемы размещения. При этом процессы производства пара и деаэрации должны быть автоматизированы;
- Каждый новый паровой котлоагрегат должен быть оснащен собственной питательной насосной группой;
- Все котлы должны быть оснащены обратными паровыми клапанами, устанавливаемыми на каждом выходе пара от котла.

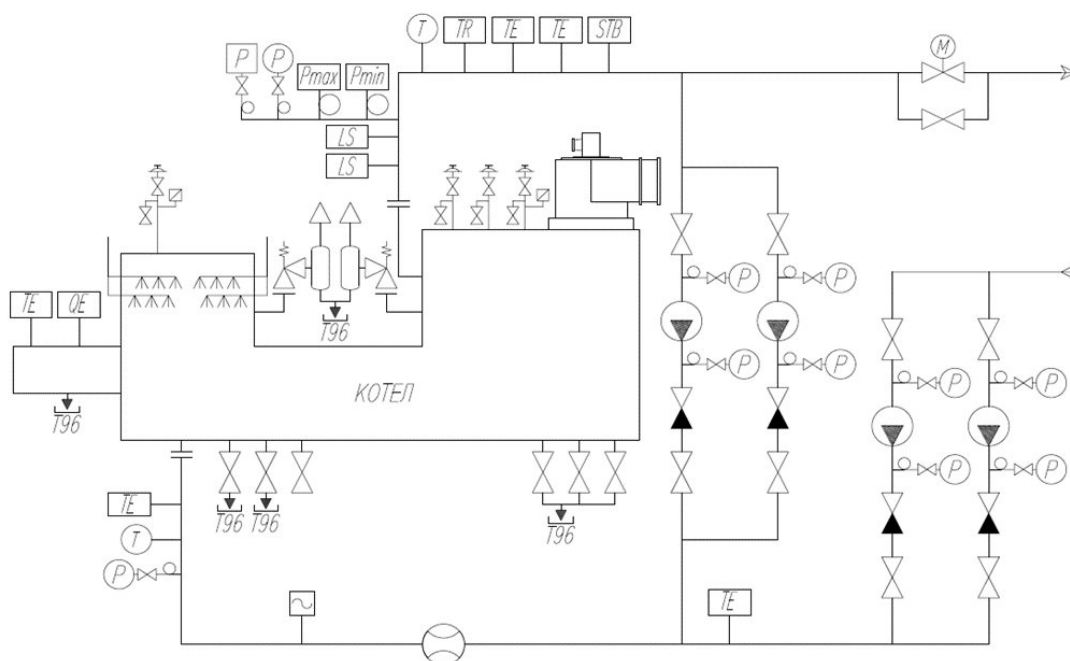


Рис.1. Котлоагрегат с водотрубной частью котла

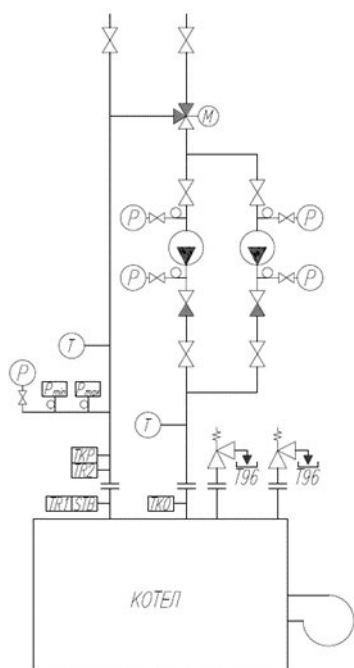


Рис.2. Котлоагрегат с жаротрубным котлом

2.3. Горелки

Устанавливаемые на котле горелки должны быть согласованы с их производителями для данного котла. Не допускается применение специально доработанных под конструкцию котла горелочных устройств.

Управление мощностью горелок – автоматическое.

Применение горелок с пониженными выбросами вредных веществ должно быть подтверждено расчетным обоснованием санитарно-защитной зоны источника.

Горелки должны обеспечивать устойчивую работу на основном топливе «газ» и резервном/аварийном.

2.4. Насосы

Применяемые сетевые насосы и насосы ГВС – центробежного типа.

Напряжение питания электродвигателей насосов – не более 0,4 кВ для источников мощностью до 150 МВт, при мощности источников свыше 150 МВт - напряжение питания электродвигателей – 0,4 кВ, 6 кВ, 10 кВ.

Рабочая точка на номинальном расходе должна выбираться в зоне наивысшего гидравлического коэффициента полезного действия с отклонением по расходу не более 25%.

Электродвигатели насосов с потребляемой мощностью свыше 7,5 кВт включительно должны быть оснащены устройством плавного пуска.

Для гидравлических режимов с переменным расходом теплоносителя насосы должны оснащаться устройством частотного регулирования из расчета диапазона 50-100%. Допускается в много насосной установке, при каскадном управлении, оснащение частотным приводом одного или части насосов с соответствующим обоснованием.

Насосы циркуляции санитарной горячей воды должны быть выбраны из расчета расхода 30% от максимального потребления и выполнены из соответствующих коррозионностойких материалов.

При строительстве, реконструкции, техническом перевооружении теплоисточников предусматривать насосы для проведения гидравлических испытаний подключенных тепловых сетей.

2.5. Теплообменники

Теплообменные аппараты (ВВП) применяются пластинчатого типа, при обосновании - кожухотрубные.

При подключении к существующим системам теплоснабжения со старыми трубопроводами теплотрасс и, или при наличии значительного риска не санкционированного отбора теплоносителя и при отсутствии на источнике возможности подпитки деаэрированной водой установка теплообменников на сетевом контуре отопления обязательна. При этом резервирование теплообменников 100% от максимальной мощности отопления и вентиляции.

Для случаев установки на источнике (котельной) отдельной системы приготовления санитарной горячей воды для нужд ГВС резервирование теплообменников 100% от максимальной мощности. При этом при подборе теплообменника принимается температура греющего теплоносителя по графику 70-40°C.

Для подогрева мазута или при необходимости использования пара в качестве греющего теплоносителя (ПВП) допускается применение кожухотрубных теплообменников.

2.6. Водоснабжение и водоподготовка

Система внутреннего водоснабжения должна включать в себя, помимо узла учета, выполненного в соответствии с требованиями местной водоснабжающей организации, станцию повышения давления с байпасом, оснащенным невозвратным клапаном. Трубопроводы и арматура должны быть выполнены из нержавеющей или пластмассовых материалов.

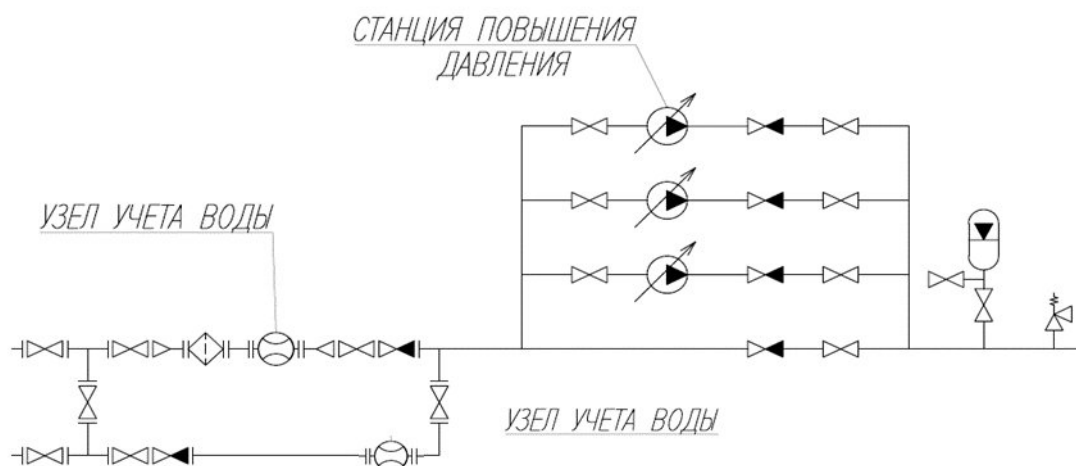


Рис. 3. Функциональная схема узла учета холодной воды и станция повышения давления

Принятая проектом водоподготовка должна обеспечивать качество подпиточной воды сетевого теплоносителя в соответствии с действующими нормативами и правилами.

В случае необходимости деаэрирования подпиточной воды, применяемый тип

деаэрации – атмосферный с применением пара или теплоносителя с температурой не менее 110°C.

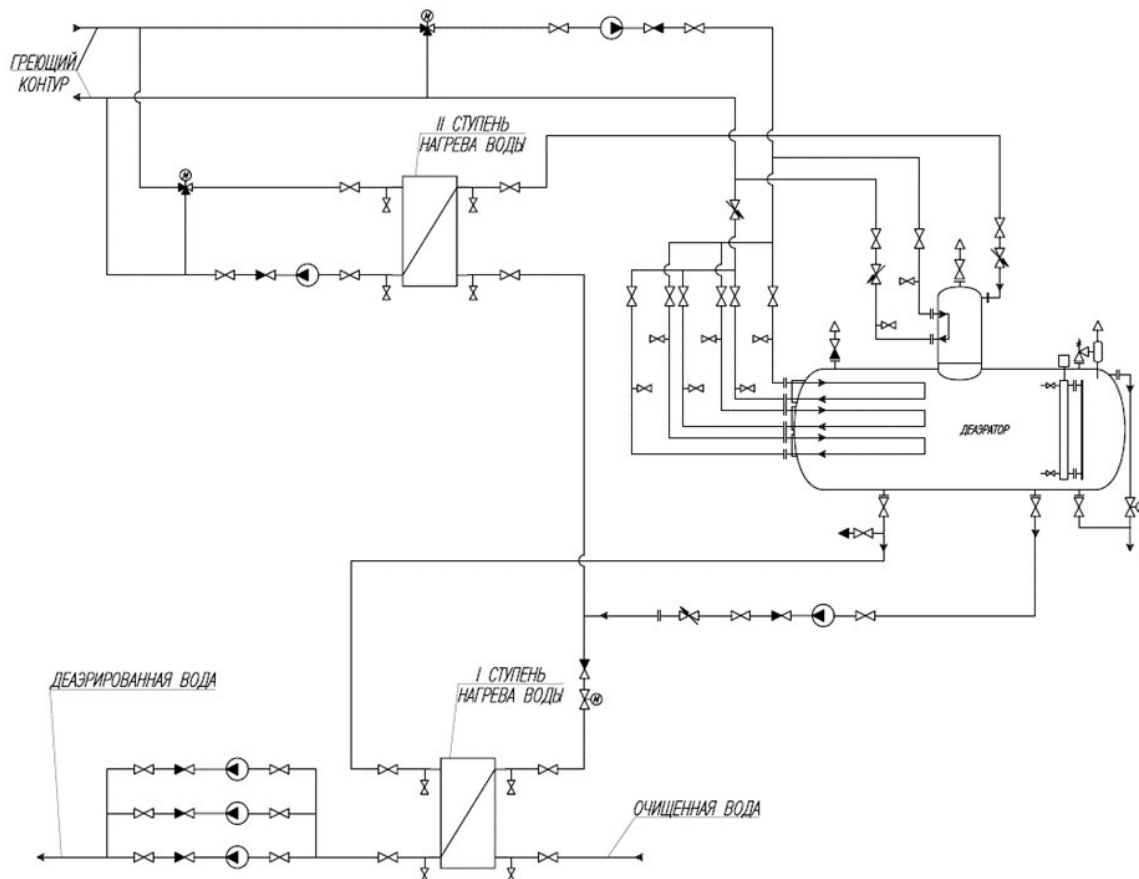


Рис. 4. Функциональная схема установки деаэрации на перегретой воде

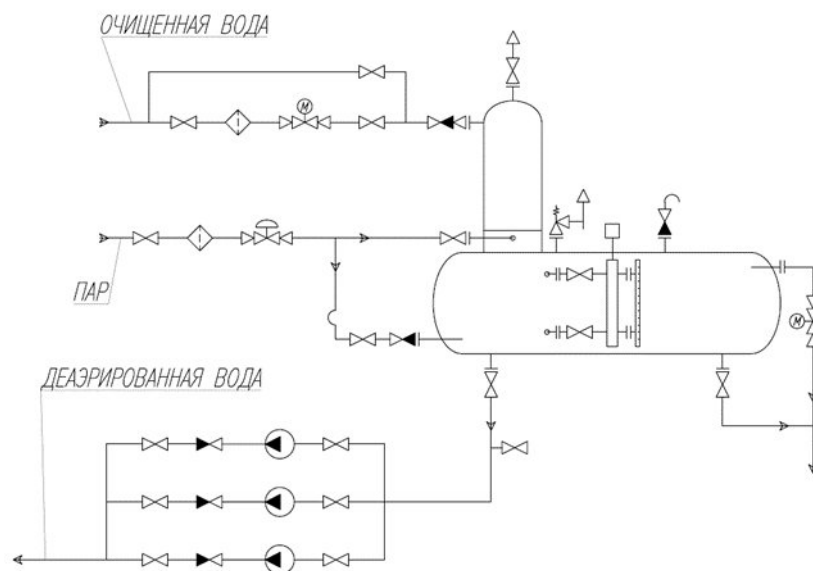


Рис. 5. Функциональная схема установки деаэрации на паре

Применение химической деаэрации как основного решения не допускается.

Необходимость умягчения исходной воды в схеме подготовки подпиточной воды для систем теплоснабжения определять с учетом нормативного значения индекса карбонатного при нагреве сетевой воды.

При использовании Na-катионитного способа умягчения и необходимости взрыхления наполнения, такое взрыхление должно осуществляться умягченной водой,

для чего в составе котельной предусмотреть соответствующие баки запаса. Материал изготовления баков – коррозионно – стойкий.

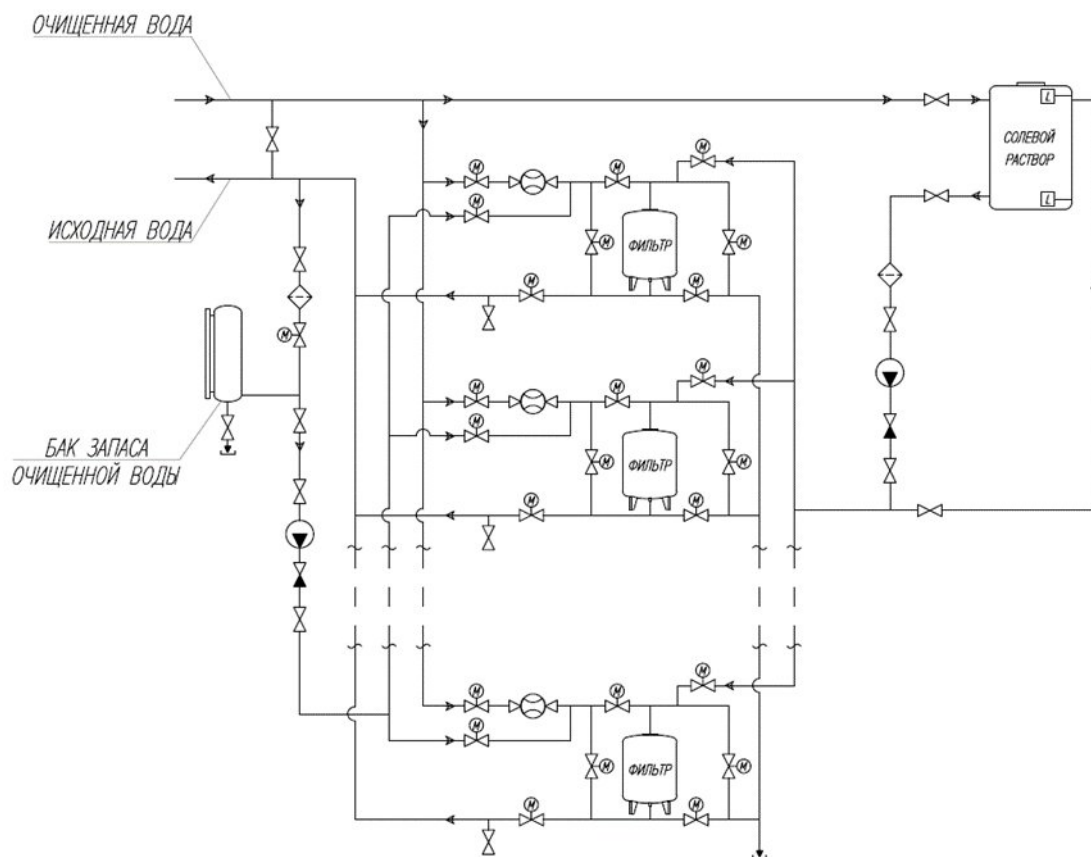


Рис.6 Функциональная схема Na-катионитной схемы химводоподготовки

При проектировании реконструкции и строительства тепловых источников предусматривать:

- при производительности деаэрационных установок 150 т/ч и выше – установку атмосферных деаэраторов типа ДАМ 300/15 или аналогичных по характеристикам;
- при производительности деаэрационных установок менее 150 т/ч – установку атмосферных деаэраторов, греющим потоком в которых является перегретая вода, с целью снижения количества источников, на которых применяются паровые котлы.

Корпуса и внутренние элементы обоих типов деаэраторов выполнять из коррозионностойкой стали.

Для котельных с расходами подпиточной воды не более 150 куб. м., и не использующих пар, на иные, кроме деаэрации нужды, принять как типовое техническое решение:

- применение деаэрационных установок на перегретой воде (одновременно с заменой паровых котлов на водогрейные).

При реконструкции групповых котельных, для защиты трубопроводов отопления от коррозии предусматривать мероприятия для химического удаления коррозионно-активных газов из теплоносителя.

При строительстве и реконструкции групповых котельных предусматривать деаэрацию и при необходимости химическую водоподготовку, обоснованную при проектировании.

2.7. Система вентиляции и отопления

Система вентиляции котельного зала должна обеспечивать воздухообмен в соответствии с нормами и правилами и подогрев воздуха на горение при этом побудителем притока воздуха на горение должны выступать вентиляторы горелок.

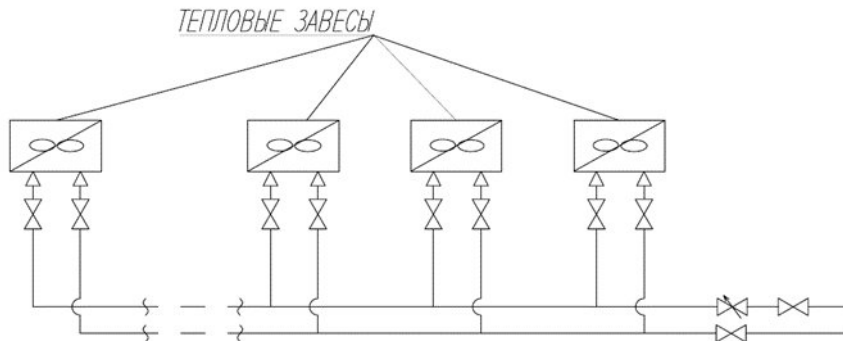


Рис. 7. Функциональная схема отопления и вентиляции с помощью тепловых завес

При использовании калориферов подогрева воздуха, устанавливаемых непосредственно по ходу потока поступающего в котельный зал наружного воздуха применения незамерзающего теплоносителя обязательно.

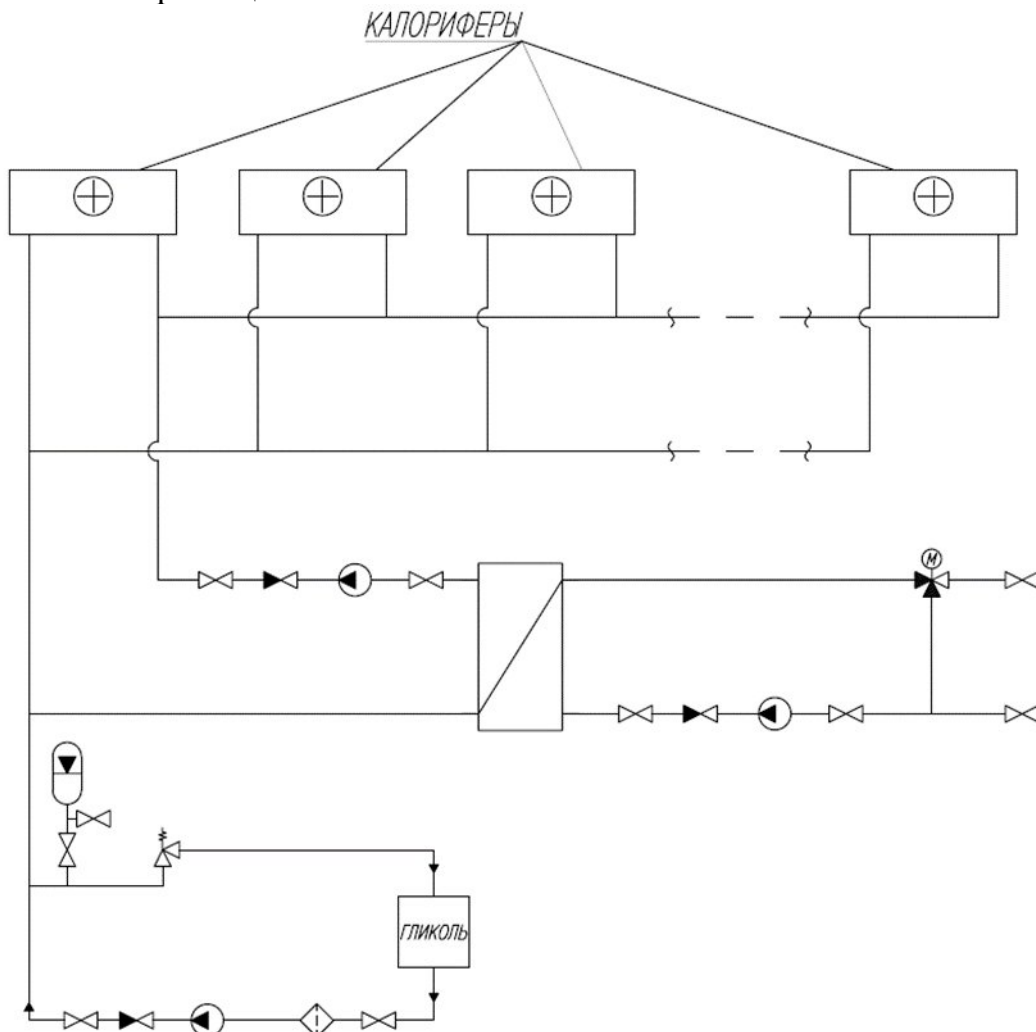


Рис. 8. Функциональная схема отопления и вентиляции с калориферами с незамерзающим теплоносителем

Отопление котельного зала должно осуществляться путем подогрева поступающего воздуха вентустановками. Система автоматизации температуры нагреваемого воздуха должна обеспечивать поддержание ее величины в диапазоне от +5°C до +35°C и учитывать тепловыделение от оборудования котельной.

2.8. Система подпитки и компенсации температурных расширений теплоносителя для отопительных котельных

Система подпитки и компенсации температурных расширений сетевого теплоносителя должна в своем составе иметь соединенные между собой баки запаса сбрасываемого излишнего теплоносителя с обратной подпиткой в сеть при падении давления. Один из баков должен иметь арматуру и патрубок диаметром Ду 50 мм для подключения внешней мобильной цистерны аварийного водоснабжения. Дополнительно на обратном трубопроводе обязательна установка мембранных расширительных баков в количестве не менее 2-х штук объемом 1,0 м³. Обеспечение требуемого давления для подачи подпитываемого теплоносителя осуществляется центробежными насосами со 100%-м резервированием. Подпитка сетевого контура осуществляется в обратный трубопровод путем автоматического открытия клапана с электромагнитным приводом, либо при больших объемах подпитки (свыше 50 м³/ч) с применением насосов с частотным приводом. Подпитка котлового контура, в случае разделения его от сетевого контура теплообменниками, осуществляется только в ручном режиме.

Сброс излишнего теплоносителя в баки запаса производится путем открытия клапана с электроприводом. Для котельных, работающих на высокотемпературном теплоносителе (свыше 115°C) необходимо предусмотреть устройство системы сброса давления, не допускающей парообразование сбрасываемого теплоносителя. Кроме того, для таких котельных обязательно применение промежуточных емкостей объемом не менее 0,5 м³ между мембранным расширительным баком и точкой его подключения. Такая же емкость обязательна к установке перед котловыми расширительными баками для котлов мощностью от 12 МВт.

Установка мембранных расширительных баков на каждом котле обязательна в соответствии с требованиями изготовителя котлов.

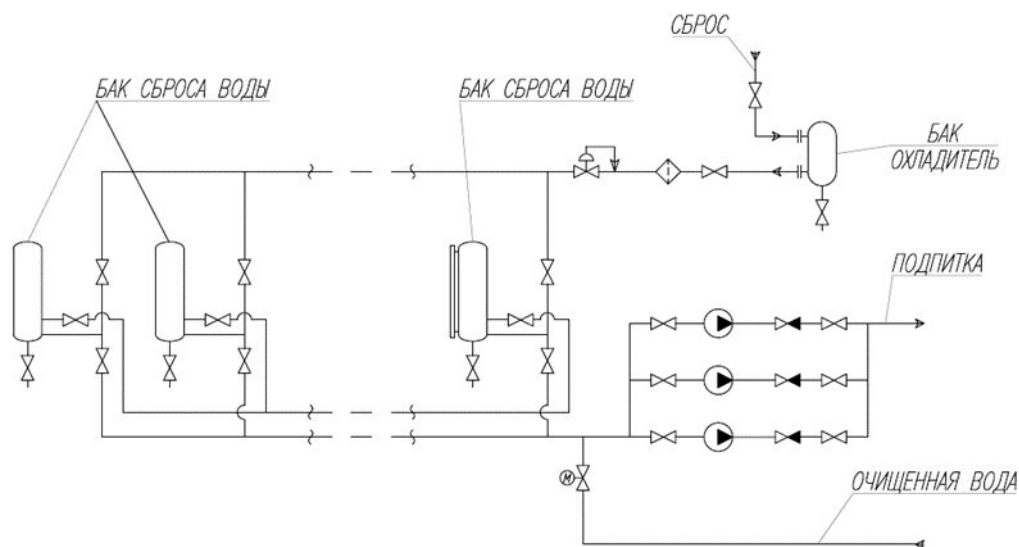


Рис. 9 Функциональная схема установки компенсации температурных расширений и подпитки

Напорная характеристика и производительность подпиточных насосов должны быть достаточными для проведения гидравлического испытания подключенной внешней тепловой сети нормативным давлением.

Система управления подпиточной станцией должна предусматривать ее перевод в автоматический режим при гидравлических испытаниях тепловой сети.

2.9. Система электропитания

Система электропитания по мимо требований действующих Норм и Правил на вводном щите (АВР) должна иметь возможность быстрого подключения внешнего мобильного электрогенератора. Функциональная схема приведена в Приложении 2.

Щиты электропитания котлоагрегатов, насосных модулей котловой и сетевых групп, систем компенсации температурных расширений должны быть индивидуальными и могут включать в себя блоки автоматики.

Обязательное резервирование источников по 2 категории электроснабжения, в том числе установка ДГУ.

2.10. Система автоматизации и диспетчеризации

Все котельные установки должны быть автоматизированы и работать в штатном режиме без постоянного присутствия персонала. Котлоагрегаты должны быть оснащены индивидуальными блоками автоматики отечественного производства, комплектуемыми изготовителем котлов. Каскадное управление котлами должно осуществляться общим блоком управления также комплектуемым изготовителем котлов и обеспечивать равномерную наработку ресурса всех котлов в котельной.

Система диспетчеризации должна быть проста в визуализации и доступна к работе персоналом без специального глубокого обучения.

Для обеспечения диспетчерского управления объектом, АСУ ТП наряду со своими основными функциями автоматизированного управления объектом, должна осуществлять:

- сбор, хранение и передачу текущей информации о значении контролируемых параметров в СД;

- сбор, предварительную обработку, хранение и передачу информации о состоянии оборудования, об изменении режимов функционирования, возникновении и снятии нештатных и аварийных ситуаций в СД;

- сбор и передачу текущих и архивных значений измеряемых и вычисляемых параметров узлов учёта энергоресурсов в СД

- перечень параметров и статусов, выводимых в СД, должен определяться потребностями внедряемых и существующих верхнеуровневых информационных систем предприятия

При выборе технических и программных решений (средств автоматизации) приоритет должен отдаваться полнофункциональным программно-техническим комплексам (ПТК) на базе микропроцессорных устройств серийного производства и с использованием серийных программных продуктов.

Построение АСУ ТП осуществлять с использованием современных программно-технических средств автоматизации, на базе новых серийно выпускаемых аппаратных и программных средств ПТК, адаптированных к существующим технологическим схемам, при этом предусматривая унификацию технических, информационных и программных средств систем автоматизации на объектах Предприятия. АСУ ТП должна обеспечивать сбор, первичную обработку, отображение информации, архивирование, формирование

технологических параметров контроля и учета энергоресурсов, управление технологическим процессом, и передачу данных в комплексную систему централизации диспетчерского управления ГУП «ТЭК СПб».

Совмещение функций диспетчеризации и автоматизированного управления технологическим процессом на базе единого программируемого логического контролера недопустимо.

Проектная документация на автоматизированные системы управления и диспетчеризации должна включать в себя интерфейс лист с описанием протокола обмена данными, карт регистров и сетевых настроек микропроцессорного оборудования. В программе ПНР предусматривается передача в подразделения КИПиСА и Управления развития систем контроля производства исходных файлов разработанного программного обеспечения ПЛК и панелей оператора (до компиляции, с комментариями разработчика), конфигурации сопутствующего оборудования (адаптеры, преобразователи, коммутаторы и т.п.)

Для районных котельных (мощностью свыше 150 МВт) предусматривать 3 основных уровня иерархии: Нижний уровень, Средний уровень, Верхний уровень.

2.11. Топливоснабжение

2.11.1. Природный газ

Система внутреннего газоснабжения на природном газе должна быть выполнена на среднем или высоком (не более 0,6 МПа) давлениях. Регулирование давления на котлоагрегатах должно осуществляться индивидуальными горелочными газовыми линейками (рампами).

2.11.2. Жидкое топливо

При применении жидкого топлива (дизель, мазут) в качестве основного, аварийного или резервного топлива в составе внутренней системы топливоснабжения обязательна установка промежуточной топливной емкости объемом 1,0 м³. При этом емкость должна быть оснащена патрубком диаметром Ду40мм с арматурой для подключения внешней мобильной топливной цистерны. Дополнительно при применении мазута такая емкость помимо прочего должна быть оснащена электрическим подогревателем для запуска циркуляции топлива. В случае подачи топлива в котельную от внешней топливной насосной станции необходимо предусмотреть систему поддержания постоянного давления перед горелками путем установки перепускного регулирующего клапана. Перепускаемое топливо должно возвращаться обратно в емкости с топливом. Необходимое поддерживаемое давление уточняется у производителя горелок.

2.12. Трубопроводы, фитинги и арматура

Материал трубопроводов и фитингов теплоносителя – углеродистая сталь в соответствии с нормами и правилами.

Материал трубопроводов холодного водоснабжения и производства горячей воды – нержавеющая сталь 12Х18Н10Т или неметаллические коррозионностойкие материалы, предназначенные для питьевой воды.

Отводы, тройники, заглушки, переходы диаметров должны быть только заводского изготовления в соответствии с нормами и правилами. Исключением для тройникового соединения выполняемого по месту монтажа при условии, что диаметр подключаемого

трубопровода на три типоразмера меньше включительно.

Не допускается применения плоских заглушек на всех диаметрах.

Арматура должна соответствовать параметрам перекачиваемой среды и выполняться преимущественно под приварку. Для диаметров запорных устройств свыше Ду 350 установка электропривода обязательна. При этом каждое такое устройство должно иметь байпас с установленным приварным шаровым краном диаметром Ду 50 мм.

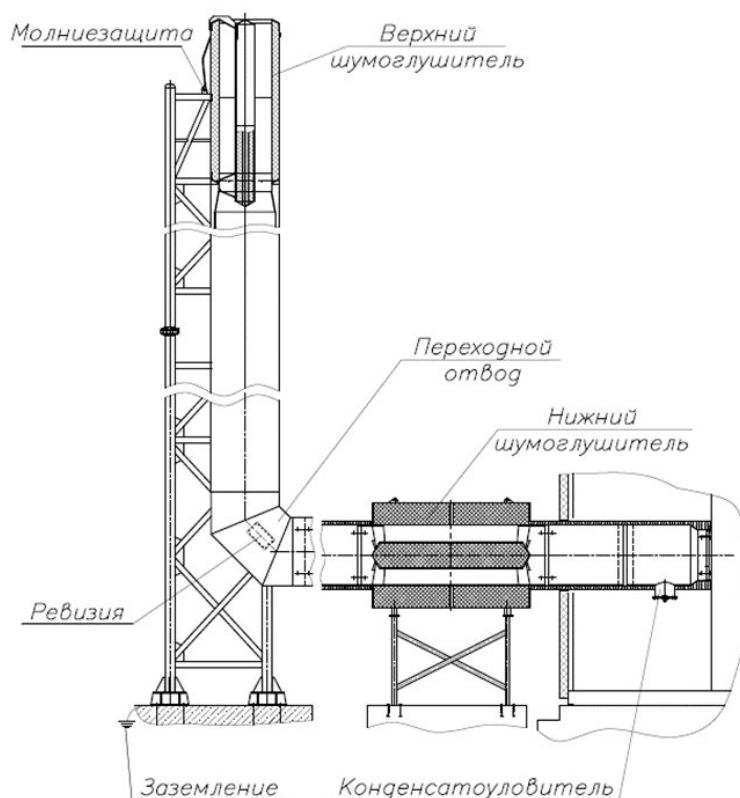
2.13. Дымовые трубы

Конструкция дымовых труб должна быть самонесущей не зависимо от высоты. Каждый котел должен быть оснащен индивидуальным дымоходом.

Дымоходы должны быть выполнены из материала нержавеющей стали, соответствующего составу и температуре продуктов сгорания. Толщина стенки трубы дымохода – от 1 до 1,5 мм для котлов мощностью до 5 МВт, от 1,5 до 2 мм для котлов мощностью до 12 МВт, не менее 3 мм для котлов свыше 12 МВт.

Дымоходы должны быть оснащены шумоглушителями, устанавливаемыми в верхней части (верхний глушитель) для котлов мощностью до 2,5 МВт включительно и для котлов свыше 2.5 МВт в верхней части и на участке выпуска из котла на расстоянии не более 3000 мм от дымового патрубка котла (нижний глушитель). Нижний глушитель может быть установлен как внутри котельного зала, так и за его пределами.

Основные элементы индивидуального дымохода



Каждый дымоход должен быть оснащен конденсатоуловителем, устанавливаемом

в границах котельного зала на расстоянии не более 1000 мм от дымового патрубка котла со сбросом конденсата во внутреннюю канализацию. Допускается применять встроенный в нижний глушитель конденсатоуловитель при условии обеспечения не промерзания сливного конденсатного трубопровода проложенного до точки подключения к внутренней канализации.

Переход из горизонтальной части дымохода в вертикальную должен быть выполнен в виде плавного отвода, обеспечивающий оптимальные аэродинамические характеристики. Запрещается применять конструкцию дымохода с образованием застойных зон, в которых может скапливаться конденсат или с отводом его непосредственно за пределы здания котельной.

Дымоходы должны быть утепленными минеральной ватой с облицовкой нержавеющей листом толщиной 0,5 мм.

Несущая конструкция дымовых труб должна быть окрашена в цвет по RAL7004. В случае необходимости расцветивания дымовых труб по требованиям аэродромных служб облицовка изоляционного материала должна быть выполнена оцинкованным листом, окрашенным в заводских условиях производителя такого листа. Также в этом случае производится окраска несущей конструкции.

2.14. Архитектурные решения

При разработке архитектурных решений конструктив здания должен быть выполнен на самонесущих металлических конструкциях. Ограждающие конструкции должны быть выполнены из сэндвич-панелей толщиной не менее 100 мм. В случае размещения котельной в районах непосредственной близости до жилых зданий (ближе 25 м) и при мощности котлов более 5 МВт допускается применять ограждающие конструкции из блоков или кирпича с последующей облицовкой с наружной стороны и штукатуркой утеплителя из каменной ваты толщиной 100 мм. Данное решение применяется исходя из подавления шумового давления от оборудования котельной.

2.15. Узлы учёта энергетических ресурсов

Проектную, рабочую документацию на узлы учёта энергоресурсов выполнять отдельными альбомами и в соответствии с требованиями действующей НТД.

Выбор оборудования до начала проектирования согласовывать с Заказчиком.

Предусмотреть оборудование телеметрии для передачи данных с узлов учёта в автоматизированную систему сбора данных с узлов учета энергоресурсов предприятия, а также аппаратные средства интеграции с оборудованием диспетчеризации.

Предусмотреть оборудование телеметрии для передачи данных поставщикам энергоресурсов в соответствии с техническими условиями поставщиков энергоресурсов.

3. Требования к термоблокам газовым уличным и котельных мощностью до 360 кВт в части автоматизации, диспетчеризации, АПС и узлов учета энергоресурсов

3.1. Автоматизация

– Котельные установки должны быть автоматизированным и работать в штатном режиме без постоянного присутствия персонала.

- Для построения систем автоматизации применить комплектные устройства автоматики котлов и других систем управления, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием, целесообразно использовать серийно выпускаемый программно-технический комплекс, состоящий из однотипных отечественных программно-логических контроллеров (ПЛК) и программного обеспечения (ПО) с учетом использующихся на Предприятии. Совмещение функций диспетчеризации и автоматизированного управления технологическим процессом на базе единого программируемого логического контролера недопустимо.
- Создаваемая система должна удовлетворять требованиям СП89.13330.2016 с изм.1 «Котельные установки», СП373.1325800.2018 «Источники теплоснабжения автономные».
- Автоматическое регулирование параметров теплоносителя предусмотреть в двух вариантах: по датчику температуры наружного воздуха и по заданию диспетчера, взаимоисключающих друг друга.
- Аналоговые датчики технологических параметров и локальные измерительные системы, непосредственно подключаемые к системам автоматизации и диспетчеризации, должны иметь унифицированный токовый выходной сигнал 4-20 мА.
- Дискретные датчики должны формировать выходной сигнал путём замыкания «сухих» контактов.
- Подсистема должна обеспечивать выдачу предупредительных и аварийных сообщений об отклонениях технологических параметров, нарушениях в работе технологического оборудования с запоминанием первопричины срабатывания.
- Система должна обеспечивать:
 - регистрацию и архивирование технологической информации, аварийных ситуаций и действий оператора (регистрация должна заключаться в определении времени появления события и наименования события);
 - регистрацию аналоговой информации с возможностью ее просмотра на графиках;
 - просмотр и распечатку архивов.
- Срок службы системы должен составлять не менее 10 лет с возможностью замены неисправных и выработавших свой ресурс компонентов.
- Монтаж технических средств и оборудования автоматизации должен выполняться в соответствии с требованиями СП 77.13330-2016 «Системы автоматизации», соответствующими руководствами по эксплуатации, проектной документацией.
- Проектная документация на автоматизированные системы управления и диспетчеризации должна включать в себя интерфейс лист с описанием протокола обмена данными, карт регистров и сетевых настроек микропроцессорного оборудования. В программе ПНР предусматривается передача в подразделения КИПиСА и Управления развития систем контроля производства исходных файлов разработанного программного обеспечения ПЛК и панелей оператора (до компиляции, с комментариями разработчика),

конфигурации сопутствующего оборудования (адаптеры, преобразователи, коммутаторы и т.п.)

- Должны быть реализованы основной (оптический) и резервный (GSM) канал передачи данных.

Базовое ПО должно содержать операционную систему, общесистемное программное обеспечение, инструментальные программные средства.

Специальное ПО (пользовательское ПО) должно обеспечивать реализацию полного объема возлагаемых на ПТК функций по контролю и управлению, в том числе:

- контроль обмена с возможностью выбора конфигурации (исключения отключенного оборудования);
- программирование назначения команд за клавишами функциональной клавиатуры;
- взаимный контроль работы компьютеров управления и синхронизацию их архивной информации;
- возможность вывода текущей и архивной информации в локальную сеть предприятия;

Должны быть выполнены следующие требования к базовому и прикладному ПО:

- ПО должно иметь несколько уровней доступа к информации для возможности просмотра и корректировки;
- вход в систему должен быть разрешен только после ввода пароля;
- при подаче питания на ПТК должна проводиться автоматическая проверка целостности ПО, хранящегося в ПТК;

Должны быть реализованы следующие меры для обеспечения информационной безопасности:

- информация, передаваемая с удаленных площадок АСУ ТП за пределами контролируемой зоны в комплексную систему централизации диспетчерского управления ГУП «ТЭК СПб», должна быть защищена с использованием средств криптографической информации;
- для обеспечения защиты от вредоносного ПО автоматизированных рабочих мест и серверного оборудования должны использоваться средства антивирусной защиты;
- для разделения сегмента АСУ ТП и комплексной системы централизации диспетчерского управления и сегмента корпоративной локальной вычислительной сети должны использоваться средства межсетевого экранирования;
- для защиты сегмента АСУ ТП и комплексной системы централизации диспетчерского управления от комплексных компьютерных атак должны использоваться системы обнаружения вторжений;

должна использоваться система резервного копирования с поддержкой полного и инкрементного копирования.

3.2. Диспетчеризация

Для обеспечения диспетчерского управления объектом, АСУ ТП наряду со своими основными функциями автоматизированного управления объектом, должна осуществлять:

- Сбор, хранение и передачу текущей информации о значении контролируемых параметров в СД;
- Сбор, предварительную обработку, хранение и передачу информации о состоянии оборудования, об изменении режимов функционирования, возникновении и снятии нештатных и аварийных ситуаций в СД;
- сбор и передачу текущих и архивных значений измеряемых и вычисляемых параметров узлов учёта энергоресурсов в СД
- перечень параметров и статусов выводимых в СД должен определяться потребностями внедряемых и существующих верхнеуровневых информационных систем предприятия.

3.3. Автоматическая пожарная сигнализация

- Автоматическую пожарную сигнализацию на базе сертифицированного, серийно выпускаемого оборудования отечественного производства.
- Вывод информационных сигналов автоматической пожарной сигнализации о пожаре и неисправности АПС на диспетчерский пульт.
- Автоматические сигналы управления инженерным оборудованием при сигнале «ПОЖАР», в том числе:
 - отключение общей линии подачи топлива;
 - отключение приточной вентиляции;
 - разблокировку эл. замков на дверях;
 - включение автоматической системы пожаротушения (при наличии).

3.4. Узлы учета энергоресурсов

- предусмотреть показывающие приборы по месту (манометры, термометры биметаллические);
- Предусмотреть объединение корректора газа и тепловычислителя(-ей) в единую информационную магистральную сеть RS-485 с использованием симметричных-спец кабелей для промышленного интерфейса RS-485
- предусмотреть расположение корректора газа, тепловычислителя(-ей) и электронных блоков измерителей в отдельном электротехническом шкафу со степенью защиты не ниже IP55;
- Предусмотреть оборудование телеметрии для передачи данных с узлов учёта в автоматизированную систему сбора данных с узлов учета энергоресурсов предприятия, а также аппаратные средства интеграции с оборудованием диспетчеризации.
- предусмотреть оборудование телеметрии для передачи данных поставщикам энергоресурсов в соответствии с техническими условиями поставщиков энергоресурсов;
- предусмотреть автономное питание оборудования узлов учёта на случай перерывов в электроснабжении на период не менее 30 минут
- в части узла учета газа:

- получить технические условия на проектирование ООО «Газпром Межрегионгаз Санкт-Петербург»;
- применить электронный корректор газа с учетом унификации применяемого оборудования на узлах учета газа котельных;

3.5. Тепломеханическое оборудование

Не применять сдвоенные насосы, т.к. при выходе из строя одного насоса, термоблок будет работать без резерва (для замены или ремонта необходима остановка теплоснабжения).

Предусматривать байпасы фильтров.

Не применять водогрейные котлы с повышенными требованиями к качеству подпиточной воды (требующие умягчения невиской воды).

3.6. Электрика

ТГУ, мини-котельная - должны быть оснащены двумя вводами электроснабжения.

4. Центральные тепловые пункты (ЦТП)

4.1. Тепломеханическое оборудование ЦТП

Тепловая схема ЦТП должна предусматривать возможность подготовки теплоносителя ГВС с температурой не выше 75°C при отсутствии циркуляции (аварии) в трубопроводах отопления и вентиляции к потребителям.

4.1.1. Предусмотреть подключение контура ОВ с установкой оборудования станции смешения, при невозможности предусмотреть установку – теплообменных аппаратов стандартных конструкций. При проектировании, предусмотреть, приоритетно, установку пластинчатых теплообменных аппаратов или кожухотрубных теплообменных аппаратах с гладкими трубками, при обосновании, с учетом опыта эксплуатации; толщина стенки не менее 1 мм. Количество теплообменников отопления - не менее 2-ух, один из которых резервный;

4.1.2. Предусматривать установку:

- сетевых насосов и насосов ГВС с сухим ротором и применением частотного регулирования;
- запорной арматуры с электроприводом на входе и выходе ЦТП;
- датчиков сухого хода на каждом насосе;
- предусматривать дополнительные комплекты торцевых уплотнений, подшипники и другие расходные детали с расчетом на срок эксплуатации 3 года;
- фильтров сетчатых чугунных фланцевых с магнитной вставкой - на подающем трубопроводе греющего контура и на обратном трубопроводе нагреваемого контура на вводе в теплообменники;

- последовательно грязевика и магнитного шламоотводителя; на их байпасе установить фильтр с магнитной вставкой – на подающем трубопроводе греющего контура и на обратном трубопроводе нагреваемого контура;
 - фильтр сетчатый чугунный фланцевый с магнитной вставкой – на циркуляционном трубопроводе ГВС;
 - выбор типа регулирующего клапана давления после насосов ОВ и ГВС определять при проектировании;
 - запорную арматуру шарового типа с фланцевым присоединением (допускается, по назначению, применение арматуры с приварным присоединением).
- 4.1.3. Предусматривать режим ручного управления каждым насосным агрегатом (на период ремонтных работ или нештатных режимов) помимо частотного преобразователя - «прямой» пуск насосов ОВ и ГВС.
- 4.1.4. Дренаж трубопроводов, грязевиков, теплообменников осуществлять закрытым выпуском. Для грязевиков, теплообменников и шламоотделителей предусматривать штуцера для анализа светлости воды после промывки. Закрытый выпуск дренируемого теплоносителя предусматривать в существующую канализацию через колодец – охладитель с доведением до действующей канализации самотеком, при невозможности, предусматривать устройство ДНС с постоянной линией эл/питания.
- 4.1.5. Размещение оборудования и арматуры предусматривать на высоте не более 1,8 м от уровня пола ЦТП (от уровня пола площадки для обслуживания). При невозможности, предусматривать передвижные площадки обслуживания.
- 4.1.6. Предусматривать мероприятия, обеспечивающие уровень шума от работы ЦТП в пределах, разрешенных санитарными нормами по шуму в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки (виброизолирующие вставки, прокладки, шумоизоляция стен и потолочных перекрытий, жалюзийных решеток, окон, дверей и т.п.) в зависимости от местоположения ЦТП. Предусматривать комплекты технологических вставок (катушек фланцевых) на период замены вибровставок.
- 4.1.7. При реконструкции и строительстве ЦТП, насосных станций предусматривать насосы для проведения гидравлических испытаний подключенных тепловых сетей.
- 4.1.8. При подборе нового теплотехнического оборудования (ТО, насосы) в расчетах учитывать фактический эксплуатационный температурный график.

4.2. Электротехническое оборудование ЦТП

Приведение в соответствие мощности электроприемников ЦТП с величиной сетевого ограничения. При невозможности – выполнить реконструкцию внешнего электроснабжения. Проектирование внешнего электроснабжения ЦТП выполнить по 2й категории надежности электроснабжения по ТУ Сетевой организации.

По схеме внутреннего электроснабжения – проектирование ГРЩ-0,4 кВ с числом секций не менее двух с заменой вводных и секционных автоматов, двухстороннего АВР

с самовозвратом и его управлением, защитной, коммутационной, светосигнальной и др. аппаратуры (по техническим характеристикам аналогичной устанавливаемой на объектах Предприятия. Обеспечить равномерное распределение электрической нагрузки по секциям распределительных устройств с соблюдением селективности по отношению к вводным автоматам.

Определить проектом величину аварийной и технологической брони электроснабжения для ЦТП.

Предусматривать ввод для подачи электроэнергии на ЦТП от имеющихся на предприятии дизель-генераторных установок (в соответствии с мощностью объекта), на период длительного (более 1 часа) отсутствия электроэнергии на основных вводах с блокировкой от одновременной подачи напряжения в сеть ЦТП и сеть внешней энергоснабжающей организации.

На насосных агрегатах применить частотное регулирование. Контроллеры для преобразователей частоты, по техническим характеристикам, аналогичные устанавливаемым на объектах Предприятия. При необходимости предусматривать фильтры для подавления наводимых гармоник создаваемых частотным преобразователем. Предусматривать режим ручного управления каждым насосным агрегатом (на период ремонтных работ или аварийный случай). ПИД регулятор организовать в контроллере управления СЧР и расположить его в ЩУН. Разделы ЩУН и дистанционного (ручного) управления электроприводами запорной арматуры (при необходимости) выполнить в составе раздела электроснабжения;

Управление электроприводом основного оборудования увязать с системой АСУ ТП ЦТП. В системе АСУ ТП предусматривать вывод на верхний уровень АСУ ТП следующих функций:

- информацию о состоянии вводных и секционных коммутационных аппаратах распределительных устройств 0,4кВ, о срабатывании АВР, наличии напряжения на секциях распределительных устройств и питающих кабелях, аварийно-вызывную сигнализацию распределительных устройств;
- управление, сигнализацию, АВР и контроль нагрузки (при необходимости) всех насосных агрегатов на ЦТП, соответствующей запорной арматуры;

Централизованное питание цепей КИПиА и коммерческих приборов учета ресурсов – от двух разных секций РУ-0,4 кВ с автономным двухсторонним АВР с самовозвратом и источником бесперебойного питания (ИБП).

Предусматривать вариант единого размещения всех (по возможности) ИБП в одном щите ИБП в помещении ГРЩ (при наличии). Применить ИБП с автоматическим подключением нагрузки к сети после долгого отсутствия электроэнергии и полной разрядки встроенных аккумуляторов. Схемой подключения ИБП предусматривать возможность подключения нагрузки от ИБП в обход ИБП. ИБП применить промышленного типа, количество определить проектом.

Обеспечение доступа к получению информации с устройств (РЗиА, частотные преобразователи, контроллеры и т.п.) на базе микропроцессорных устройств по интерфейсу «человек-машина».

Узел коммерческого учета электроэнергии ЦТП выполнять по ТУ ПАО «Россети Ленэнерго». Объем передачи информации и каналы передачи согласовывать с ГУП «ТЭК СПб».

Систему собственного заземления и молниезащиты с системой уравнивания потенциалов и повторным контуром по внутреннему периметру ЦТП. Представить план расположения заземляющего устройства на топографической съёмке, согласованной с ОПС КГА и собственниками земельных участков, выполненной специализированной организацией.

Управление освещением согласно ФЗ № 261 – ФЗ от 23.11.2009 и Постановления Правительства РФ № 1221 от 31.12.2009г. Внутреннее и внешнее освещение выполнить светодиодными светильниками. Светоотдача для светильников от 60Вт от 6000 Lm, для консольных светильников от 90Вт от 11000 Lm. Аварийное освещение выполнить светильниками с автономным питанием и временем работы от 3-х часов (либо от ИБП). При проектировании расположить светильники на высоте не более 5м. Установить систему управления освещением с одной из следующих функций:

- управление освещенностью в зависимости от наличия (отсутствия) людей в помещении;
- управление освещенностью в зависимости от интенсивности естественного освещения с автоматическим включением (выключением) или изменением яркости освещения не менее чем на 50%.

Обеспечение ремонтного освещения «безопасным разделительным трансформатором 220/12В» (ПУЭ п.1.7.73, п.6.1.17, ПТЭЭП п.2.12.6) соответствующего ГОСТ 30030-93.

Оборудование, из которого возможна протечка воды при эксплуатации или ремонте (душевые, санузлы, бойлерные, трубопроводная арматура и т.п.) не размещать над распредустройствами, ГРЩ, ВРУ.

4.3. АСУ ТП, КИП и диспетчеризация ЦТП

1. ЦТП должен работать без постоянного присутствия обслуживающего персонала с выводом информации по работе на диспетчерский пункт Предприятия и обеспечивать возможность дальнейшего вывода параметров в создаваемую на Предприятии комплексную систему централизации диспетчерского управления ГУП «ТЭК СПб» с диспетчеризацией параметров котельных и ЦТП.
2. Построение АСУ ТП осуществлять с использованием современных программно-технических средств автоматизации, на базе новых серийно выпускаемых аппаратных и программных средств ПТК, адаптированных к существующим технологическим схемам, при этом предусматривая унификацию технических, информационных и программных средств систем автоматизации на объектах Предприятия. АСУ ТП должна обеспечивать сбор, первичную обработку, отображение информации, архивирование, формирование технологических параметров контроля и учета энергоресурсов, управление технологическим

процессом, и передачу данных в комплексную систему централизации диспетчерского управления ГУП «ТЭК СПб».

Совмещение функций диспетчеризации и автоматизированного управления технологическим процессом на базе единого программируемого логического контроллера недопустимо.

Проектная документация на автоматизированные системы управления и диспетчеризации должна включать в себя интерфейс лист с описанием протокола обмена данными, карт регистров и сетевых настроек микропроцессорного оборудования. В программе ПНР предусматривается передача в подразделения КИПиСА и Управления развития систем контроля производства исходных файлов разработанного программного обеспечения ПЛК и панелей оператора (до компиляции, с комментариями разработчика), конфигурации сопутствующего оборудования (адаптеры, преобразователи, коммутаторы и т.п.)

3. Регулирование отпуска тепла по отоплению – качественное, применить в двух взаимоисключающих режимах:

- в зависимости от температуры наружного воздуха;
- с ручной корректировкой уставки (изменения) температуры на терминале АРМ оператора ЦТП по заданию диспетчера ГУП «ТЭК СПб», и путем ручной корректировки уставки температуры режима оператором диспетчерского пункта Предприятия (далее – ДП).

4. Должны быть реализованы основной (оптический) и резервный (GSM) канал передачи данных.

4.3.1. АСУ ТП

АСУ ТП должна состоять из программно-технического комплекса верхнего и нижнего уровней (ПТК ВУ и ПТК НУ), контроллеров свободно-программируемых серийного производства, управления сигнализации и диспетчеризации и др. систем, узлов учета, охранно-пожарной сигнализации, и оборудования для передачи данных.

ПТК ВУ ЦТ должна выполнять следующие основные функции:

- мониторинг протекания технологических процессов функционирования ЦТП;
- управление установленным оборудованием с разграничением прав доступа (по согласованию с Заказчиком);
- регистрация и архивирование технологических параметров и информации о пред- и нештатных режимах за период не менее 6 месяцев.

Все применяемые, в поузловых системах АСУ, контроллеры (по техническим характеристикам аналогичные устанавливаемым на объектах Предприятия), должны иметь в комплекте карты памяти с емкостью в соответствии с программным обеспечением, с автономным питанием.

Основные щиты АСУ ТП и СД:

- щит управления и сигнализации (ЩУС) с ПЛК и графической панелью оператора диагональю не менее 10^{II} (аналогичной устанавливаемым на объектах Предприятия);
- щит управления насосной (насосными) группой (группами) (ЩУНов и ЩУНГвс);
- щит диспетчеризации (ЩД) с ПЛК и панелью оператора диагональю не менее 7^{II} для связи с приграничным оборудованием системы передачи данных на ДП. Основная функция панели ЩД: визуализация всех сигналов (аналоговых и дискретных) передаваемых в приграничную зону (маршрутизатор-роутер) и далее на удаленный терминал диспетчерского пункта (ДП) с наименованием, определенного масштаба и размерности сигнала (параметра);
- щит передачи данных (ЩПД);
- щит учета тепловой энергии (ЩТ).

ПТК ЦТП должна выполнять следующие основные функции:

- автоматическое управление электроприводами насосного оборудования и электрофицированной запорной арматуры (ЩУНов и ЩУНГвс);
- автоматическое управление электроприводами регулирующего клапана теплоотпуска ГВС (количественное),
- автоматическое управление электроприводами регулирующего клапана теплоотпуска отопления и вентиляции (качественно-количественное по температуре наружного воздуха и по заданию диспетчера с возможностью их взаимоисключения);

ПТК ЦТП должна выполнять следующие дополнительные функции:

- подключение контура ОВ с установкой оборудования станции смешения, при невозможности предусмотреть установку – теплообменных аппаратов стандартных конструкций. при проектировании, предусмотреть, приоритетно, установку пластинчатых теплообменных аппаратов или кожухотрубных теплообменных аппаратах с гладкими трубками, при обосновании, с учетом опыта эксплуатации; толщина стенки не менее 1 мм. Количество теплообменников отопления - не менее 2-ух, один из которых резервный;
- автоматическое регулирование перепада давления на теплообменнике (1-й контур);
- при применении теплообменников автоматическое регулирование давления ОВ (2-й контур) за насосами ОВ в дополнение к СЧР насосов ОВ (на случай прямого пуска насосов ОВ с функцией «ограничение давления»). При работе СЧР насосной группы данный регулирующий клапан с электроприводом должен быть полностью открыт;
- автоматическое регулирование температуры ОВ (2-й контур);
- автоматическое регулирование давления ОВ при понижении – «подпитка»;
- при повышении – «сброс» (функция – «безопасность»);
- автоматическое регулирование давления «после себя» перед регулирующим клапаном температуры ГВС для стабильной работы последнего;

- автоматическое регулирование температуры (или давления «до себя») рециркуляции ГВС;
- дистанционное (кнопочный пост с переключением «авт» в «дист») управление электроприводами регулирующих клапанов по Тов и Тгвс в «обход контроллера» ЩУС на случай выхода из строя последнего;
- дистанционное (кнопочный пост) управление электроприводами насосного оборудования и запорно-регулирующей арматуры со щитов управления установленных по месту;

Требование к панели оператора ЩУС

- для представления информации оператору должны использоваться изображения на цветных видеотерминалах, графики, таблицы и сообщения;
- отображение протекания технологического процесса функционирования ЦТП в виде трендов(графиков) температуры и давления в режиме реального времени, формирующиеся с преобразователей температуры (6 шт.) и давления (6 шт.) отдельной системой на панели оператора, устанавливаемой на щите управления и сигнализации ЩУС с реализацией функции отключения-включения каждого из них кнопкой In Touch на панели оператора;
- отображение функционирования насосного оборудования на панели оператора, устанавливаемых на щитах управления насосов системы ОВ и ГВС;
- считывание архивных и данных реального времени с узлов учета тепловой энергии и холодной воды (в виде таблицы);
- каждая видеодиаграмма должна содержать статическую информацию о неизменных параметрах технологического узла и динамическую информацию, наглядно отражающую изменение динамических параметров процесса в символьном или графическом виде, динамическая информация на видеотерминалах должна обновляться не реже, чем 1 раз в секунду;
- к изображениям мнемосхем предъявляются следующие эргономические требования:
 - a. мнемосхемы должны содержать только те элементы, которые необходимы оператору для контроля и управления объектом;
 - b. фрагменты мнемосхемы должны представлять собой логически завершенные части технологического процесса;
 - c. элементы схемы должны быть равномерно распределены по всему полю изображения;
 - d. обозначения и другие надписи, относящиеся к элементу мнемосхемы, должны быть расположены рядом с элементом с правой стороны, над ним, или внутри него;
 - e. цветовая гамма изображения должна быть достаточно контрастной, но не должна вызывать неприятных ощущений и повышенной утомляемости оператора;

комплекс мнемознаков и их цветное кодирование для построения видеодиаграмм должен быть разработан как единый алфавит, размеры и форма мнемознаков и мнемосимволов должны обеспечивать оператору их однозначное

восприятие.

4.3.2. Узлы учета тепловой энергии и холодной воды (УУТЭ; УУХВ)

Рабочую документацию на узел учёта тепловой энергии ЦТП разрабатывать в соответствии с «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя» и тепловой схемы ЦТП и Техническим заданием.

Рабочую документацию на узел учета холодной городской воды разрабатывать отдельным томом или в составе раздела «ВК» на основании Технического согласования на соответствующий объект в соответствии с Договором поставки воды ГУП «Водоканал-СПб» и с применением счётчика(-ов) воды с числоимпульсным выходом и состоящим в реестре средств измерений.

4.3.3. Система диспетчеризации (СД)

Предназначена для сбора и вывода информации с контроллера ЩУС, тепловычислителя(-ей), системы охранной и пожарной сигнализации, системы видеонаблюдения, со схемы управления насосами обеих групп и пр. на АРМ оператора удаленного терминала ДП.

Должна состоять, в целях унификации, из щита диспетчеризации (ЩД) на базе контроллера, по техническим характеристикам аналогичного уже применяемому на объектах Предприятия, с соответствующей картой памяти и щита передачи данных (ЩПД) со специальным оборудованием.

Должна осуществлять централизованное формирование массива данных о функционировании ЦТП и передачи информации по основному и резервному каналу передачи данных (Каналы связи должны предоставляться подрядчиком).

Требования:

- предусматривать построение диспетчеризации с учетом работы ЦТП, без постоянного присутствия обслуживающего персонала, с выводом необходимого объема сигналов на удаленный терминал ДП по выделенным каналам;
- вопросы, касающиеся верхнего уровня системы и вывода сигналов с ЦТП на ДП (системы аналогичной применяемому на объектах Предприятия) согласовывать с ДЦТ ГУП «ТЭК СПб»;
- применяемый контроллер должен иметь интерфейс Ethernet RJ-45 и соответствовать 3-му сетевому уровню базовой модели взаимодействия открытых систем OSI;
- размещение на объекте диспетчеризации отдельного шкафа с технологическими отверстиями, четырьмя розетками электропитания 220В. и источником бесперебойного питания для размещения в нем оборудования канала передачи данных (КПД); Место размещения шкафа (в возможно максимальной отдалённости от источника тепла) согласовывать с ДЦТ ГУП «ТЭК СПб».

В составе АСУ ТП должна быть реализована связь через контроллер с приграничным оборудованием системы передачи данных с использованием протокола TCP/IP и Ethernet и имеющий интерфейсный разъем Ethernet 100 Base-T(copper).

Приграничным оборудованием системы передачи данных со стороны КСПД ГУП «ТЭК СПб» для системы диспетчеризации выступает активное сетевое оборудование L2-L4 с возможностью обеспечения маршрутизации по протоколам BGP и/или OSPF.

Формат и перечень передаваемых сигналов должны соответствовать требованиям, предъявляемым для их обработки, используемой на ДП (ПО, аналогичное применяемому на объектах Предприятия).

Перечень требований и необходимую техническую документацию (приложения к ТЗ) в части диспетчеризации получить в отделе КИПиСА ГУП «ТЭК СПб».

Настройку каналов передачи данных с объекта диспетчеризации на удаленный терминал ДП и конфигурацию оборудования КСПД передачи данных осуществляет подрядчик по СМР и ПНР систем диспетчеризации. Каналы связи должны быть защищены с использованием средств криптографической защиты информации.

В составе АСУ ТП должна быть реализована связь через контроллер с приграничным оборудованием системы передачи данных с использованием протокола TCP/IP и Ethernet и имеющий интерфейсный разъем Ethernet 100 Base-T(copper).

Перечень IP-адресов для «прошивки» персоналом Подрядчика электронных программируемых устройств ПЛК, диспетчеризации, видеокамер и пр. объекта диспетчеризации запросить письменно в ДЦТ ГУП «ТЭК СПб».

Применяемый перечень и модели оборудования передачи данных предусмотренных в спецификации согласованной рабочей документации до приобретения подлежит обязательному предварительному согласованию с ДЦТ ГУП «ТЭК СПб».

Протокол (двухсторонний акт) организации передачи данных для связи с ДП согласовывать с ДЦТ ГУП «ТЭК СПб».

Предусматривать в машинном и бойлерном залах регулируемые IP-видеокамеры (Rvi-IPC53M производства Rvi Group Россия или аналоги), имеющие встроенный WEB-интерфейс и разъем для подключения RJ-45; Интерфейсный кабель камер вывести в щит диспетчеризации. Предусматривать возможность управления камерами из ДП. Видеокамеры должны быть размещены таким образом, чтобы, при повороте по горизонтали и вертикали, максимально охватить технологическое оборудование и входные (выходные) двери (ворота) или пути к ним.

При необходимости предоставления более 1 порта на канальном оборудовании предусматривать установку коммутатора в щите диспетчеризации (ЩД), на который будут заводиться контролеры и видеокамеры и др. системы, при необходимости, а к каналообразующему маршрутизатору будет подводиться только один «вход».

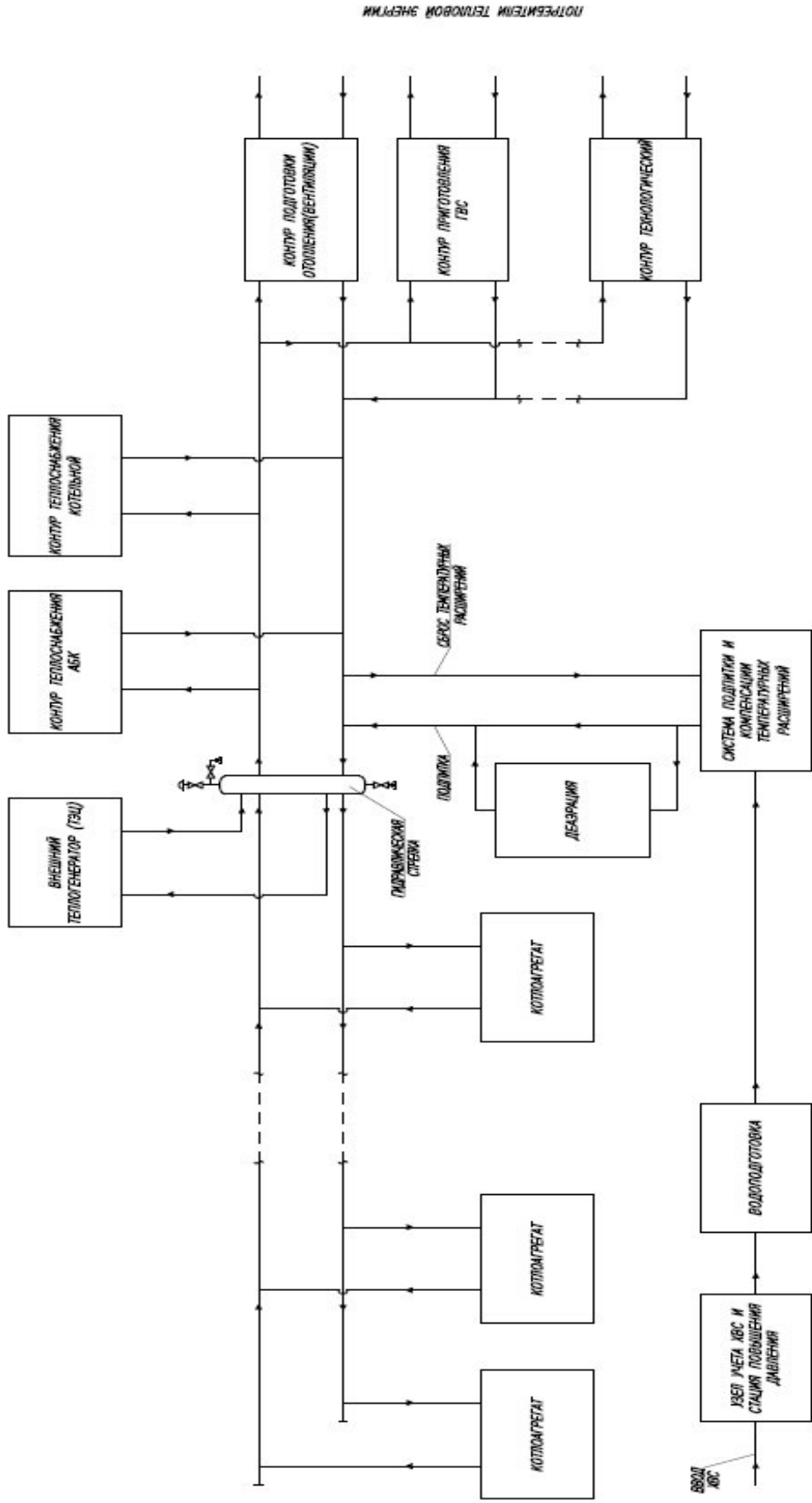
При необходимости установки внешней антенны 4G (3G) модема стандарта UMTS/LTE (выдача SIM-карты сотового оператора и выбор конкретной модели модема производится ДЦТ ГУП «ТЭК СПб» с учётом выпускаемых на данный момент моделей независимо от моделей, приведенных в спецификации разработанной и согласованной рабочей документации).

Предусматривать на крыше ЦТП технологические отверстия для антенного кабеля как в ЩД, так и крыше самого здания, при необходимости.

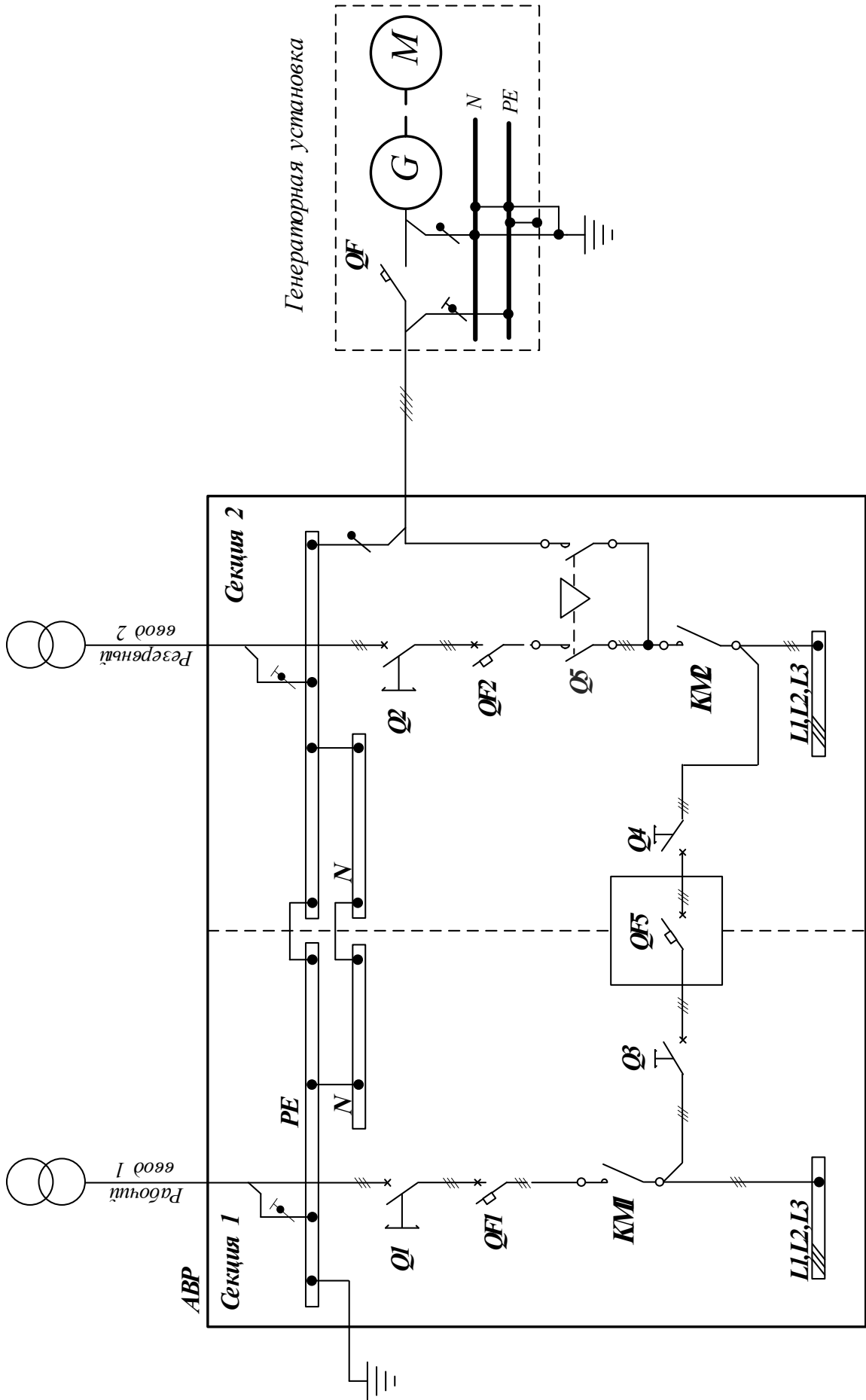
4.4 Отопление и вентиляция

При отсутствии возможности ручного регулирования (отсутствие доступа к органу управления) вентиляционных шиберов, решеток вентиляционных систем помещений ЦТП предусмотреть применение эл. приводов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Функциональная
тепломеханическая схема



ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Схема вводного электрического щита



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Перечень основных информационных сигналов для системы диспетчеризации

	Наименование входного дискретного сигнала	Примечание
1	Загазованность СО - 1 порог	
2	Загазованность СО 2 – порог	
3	Загазованность СН4 - 1 порог	
4	Загазованность СН4 - 2 порог	
5	Отсечной топливный клапан закрыт	
6	Пожар	
7	Несанкционированный доступ	
8	АВР ввод 1	
9	АВР ввод 2	
10	Низкое давление в теплосети	
11	Авария подпиточных насосов	
12	Работа подпиточных насосов	
13	Авария сетевых насосов	
14	Работа сетевых насосов	
15	Авария котлов	
16	Авария горелок	
17	Авария насосов котлов	
18	Обрыв датчика темп. подачи котлов	
19	Обрыв датчика темп. обратки котлов	
20	Работа горелок	
21	Котел ВЫКЛЮЧЕН по всем котлам	
22	Котлы не нагреваются	
23	Обрыв датчика темп. Подачи/стратегии	
24	Обрыв датчика наружной темп.	
25	Обрыв датчика темп. отопительных контуров	
26	Обрыв датчика темп. ГВС	
	Наименование входного аналогового сигнала	Примечание
1	Температура в подающем трубопроводе теплосети	
2	Температура в обратном трубопроводе теплосети	
3	Давление в подающем трубопроводе теплосети	
4	Давление в обратном трубопроводе теплосети	
5	Температура воздуха в котельной	
6	Температура котлов на подаче	
7	Темп. подачи отопительных контуров	
8	Темп. подачи ГВС	
9	Наработка горелок	
10	Уставка котлов	Чтение/запись
11	Уставка отопительных контуров	Чтение/запись
12	Уставка ГВС	Чтение/запись
13	Выключение котлов из работы	Чтение/запись
14	Расход подачи теплоносителя	
15	Расход обратный сетевой	

16	Расход холодной воды	
17	почасовые объемы потребленной электрической энергии (мощности)	
18	архив месячных показаний счетчика электроэнергии	
19	уровень дизельного бака	
20	уровень мазутного бака	
21	температура мазута в баке	
22	уровень в конденсатном баке	
23	температура в дренажном колодце	

