

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Повышение энергоэффективности Южной районной котельной города Алматы»

Обучающийся

Е.М. Иванов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Содержание

Введение.....	3
1 Современные направления повышения энергоэффективности котельной	6
1.1 Описание объекта исследования	6
1.2 Обзор современных методов повышения энергоэффективности котельной	9
1.3 Актуальность повышения энергоэффективности	14
1.4 Анализ выбросов загрязняющих веществ	22
1.5 Предлагаемые энергосберегающие решения	31
2 Модернизация существующей системы электроснабжения котельной с учетом энергосберегающих мероприятий	33
2.1 Общие сведения	33
2.2 Расчет электрических нагрузок котельной	34
2.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов.....	37
2.4 Силовое электрооборудование	40
2.5 Управление электроприводами	41
2.6 Электроосвещение	42
2.7 Электробезопасность и молниезащита	43
2.8 Кабельные сети 0,4 кВ и 10 кВ	45
2.9 Электросети наружного и охранного освещения	45
2.10 Построение автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)	47
2.11 Применение электростатического фильтра	55
2.12 Автоматизированная система откачки грунтовых, сточных или любых других жидкостей, заполняющих дренажный приямок	59
3 Исследование вариантов мероприятий по повышению энергоэффективности котельной.....	67

3.1 Возможности использования установок утилизации теплоты	67
3.2 Перспективы использования водяных экономайзеров	74
3.3 Технические методы повышения энергоэффективности	77
3.4 Применение возобновляемых источников энергии	81
3.5 Внедрение систем мониторинга энергоэффективности	91
3.6 Выбор системы мероприятий по повышению энергоэффективности котельной	94
Заключение	95
Список используемых источников.....	98

Введение

Актуальность темы. «Повышение энергоэффективности котельных является одним из факторов, способствующим стабильности и устойчивому развитию экономики во всех отраслях промышленности. Основным фактором, влияющим на электропотребление, является производительность» [41].

«Можно выделить следующие базовые принципы в регулировании рационального использования энергии и энергосбережения, в том числе и районных котельных:

- исследовательская политика и развитие новых технологий;
- учет аспекта безопасности окружающей среды и уменьшение выбросов парниковых газов;
- разработка соответствующих стандартов, информационное обеспечение;
- финансовые стимулы;
- проведение энергоаудита и контроля за потреблением энергии» [25].

Повышение энергоэффективности котельных со стратегических позиций осуществляется в неблагоприятных условиях внешней среды, связанных с рядом базовых проблем в национальном энергетическом хозяйстве.

«Среди фундаментальных проблем отмечают:

- недостаточное информационное обеспечение;
- устаревшие технические средства и методики;
- недостаточная подготовленность технического и диспетчерского персонала и т.п.

При общих негативных тенденциях исследователи выделяют и некоторый положительный сдвиг в повышении энергоэффективности, который намечен в последнее время.

К этому сдвигу относится, в частности, повышение технических требований к надежности систем» [35].

«В последнее время усилились тенденции массового внедрения стандартов международного уровня во внутренние системы энергопотребления. Все данные факторы приводят к становлению в долгосрочной перспективе надежного управления энергоэффективностью» [11].

Таким образом, актуальным направлением исследований является изучение методов повышения энергоэффективности районных котельных.

Цель работы.

Целью данной работы является повышение энергоэффективности Южной районной котельной г. Алматы.

Задачи исследования:

- изучить современные направления повышения энергоэффективности котельной;
- исследовать варианты мероприятий по повышению энергоэффективности котельной.

Объектом исследования является районная котельная.

Предметом исследования являются методы и способы повышения энергоэффективности районной котельной.

При написании работы были использованы методы анализа, сравнения, статистики, проектирования.

Практическая значимость полученных результатов заключается в возможности использования предложенных мероприятий повышения энергоэффективности для районной котельной.

Основные положения, выносимые на защиту:

- мероприятия по повышению энергоэффективности районной котельной.

Новизна магистерской диссертации:

- новизна работы заключается в оценке эффективности применения энергоэффективного мероприятия для конкретного объекта (районной котельной).

При написании работы были исследованы научные труды таких исследователей, как В.Я. Ушаков, В.В. Литвак, М.А. Вагнер, Н.Н. Харлов, П.С. Чубик, А.А. Арутюнян, Н.И. Данилов и др.

Из электронных ресурсов можно выделить www.electro-expo.ru, sedatec.org, dimrus.com, energsoyus.spb.ru, ntc-retec.ru, gkresurs.ru и др.

Издаются периодические издания «Энергетика», «Энергетик», «Энергетик за рубежом», «Промышленная энергетика», «Проблемы энергетики», «Надежность и безопасность энергетики», «Энергия: экономика, техника, экология» и др., в которых печатаются статьи по проблемам повышения электрической и энергетической эффективности промышленных и коммунальных объектов.

Структура и объём работы.

Структура: введение, 3 раздела, заключение, список используемых источников. Пояснительная записка содержит 102 страницы машинописного текста.

1 Современные направления повышения энергоэффективности котельной

1.1 Описание объекта исследования

В рамках выполнения магистерской диссертации рассматривается повышение энергоэффективности Южной районной котельной г. Алматы. В рамках данного раздела рассмотрим краткую характеристику котельной, а также рассмотрим пути повышения энергоэффективности.

Состав котельной поясняется рисунком 1. Принцип ее работы состоит в том, что вода нагревается внутри конструкции, однако бывают случаи, когда температура повышается за счет теплоносителя. Кроме того, устройство может быть оснащено встроенными насосами, которые необходимы для постоянной циркуляции. Жидкость поступает по трубам и попадает в радиатор (при попадании туда вода остывает и возвращается в обратном направлении) или в котел отопления (приточный). В последнем из них специально предусмотрена регулировка продолжительности работы, а также температуры [1].

Представим описание Южной районной котельной. В административном отношении данная котельная располагается в Бостандыкском районе г.Алматы по адресу: ул. Ходжанова, 37.

Участок с существующей котельной расположен в многоэтажной жилой застройке (четырёх-, десятиэтажными жилыми домами).

Котельная ЮРК «предназначена для покрытия тепловых нагрузок систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых домов и объектов инфраструктуры, и обслуживания существующих и вновь присоединенных потребителей по «Программе модернизации жилищно-коммунального хозяйства Республики Казахстан на 2011-2020 годы»,

утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 30.04.2011 г. №473» [17].

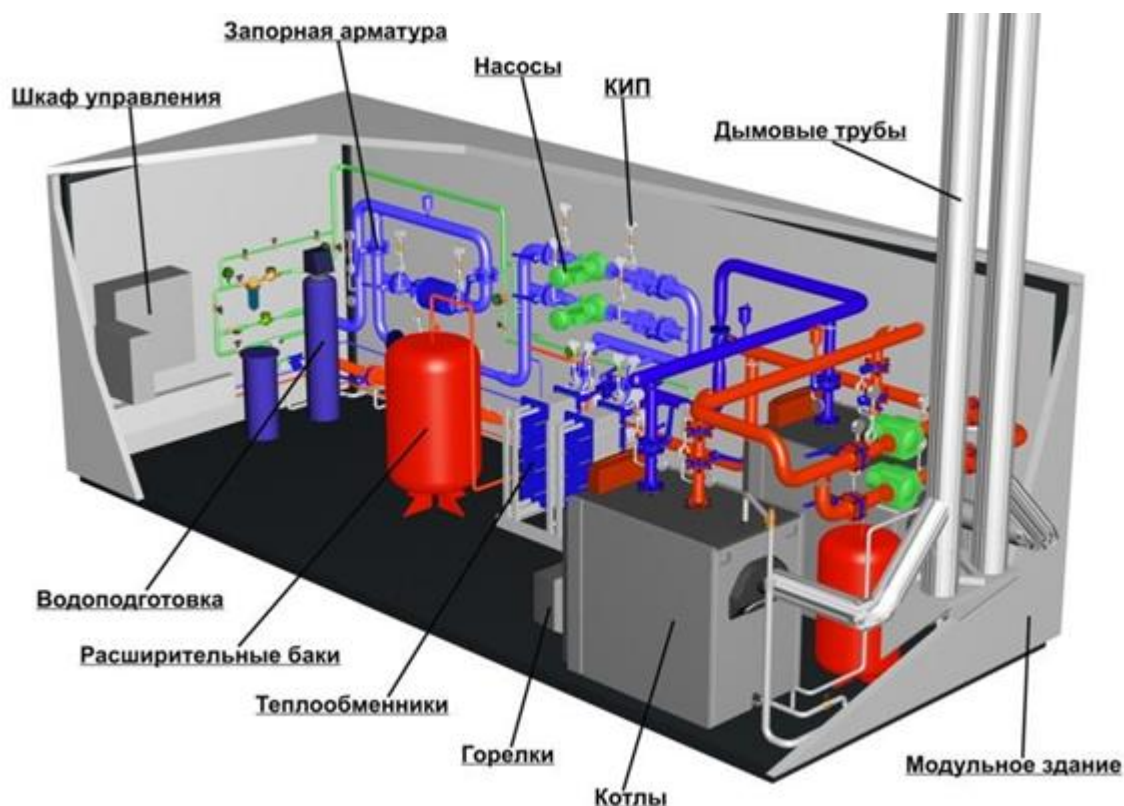


Рисунок 1 - Пример состава оборудования котельной

На территории существующего комплекса котельной в отдельно стоящем здании главного корпуса (два отдельных зала – по 2 котла в каждом) установлены:

- водогрейный котел ПТВМ-30 – 1 шт, теплопроизводительностью $Q=34,89$ МВт (30 Гкал/ч), характеристики которого приведены в таблице 1, а внешний вид показан на рисунке 2;
- водогрейный котел КВ-ГМ-35 – 1 шт, теплопроизводительностью $Q=40,71$ МВт (35 Гкал/ч);
- водогрейные котлы ПТВМ-30 – 2 шт, теплопроизводительностью $Q=34,86$ (30 Гкал/ч) каждый.

Все водостойные котлы подключены к существующей железобетонной дымовой трубе высотой $H=60\text{м}$, $D_y=2,5\text{ м}$.

Таблица 1 – Технические характеристики ПТВМ-30

Технические характеристики	ПТВМ-30
Теплопроизводительность номинальная, МВт (Гкал/ч)	35 (30)
Вид топлива	газ/мазут
Давление воды на входе в котел, не более, МПа	1,6
Давление воды на выходе из котла, не менее, МПа	1,0
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	150
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,25
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к минимальной, %	30-100
Расход воды, т/ч	372
Расход топлива, м/ч-газ/кг/ч-мазут	3880/3700
Температура уходящих газов, °С, газ/мазут	155/230
Полный назначенный срок службы, лет, не менее	15 лет
КПД котла, %, не менее, газ/мазут	92,2/89,5



Рисунок 2 – Внешний вид водогрейного котла ПТВМ-30

Установленная тепловая мощность существующей водогрейной котельной ЮРК по состоянию на 2015 г. составляет 145,38 МВт (125 Гкал/ч).

Летом 2015 г. в котельной выполнены работы по капитальному ремонту водогрейного котла ПТВМ-30, ст.№4 – 1 шт. с увеличением теплопроизводительности котла до 40,71 МВт (35 Гкал/ч).

Общая установленная тепловая мощность водогрейной котельной ЮРК после замены котлов в 2015 году составила 215,16 МВт (185 Гкал/ч).

1.2 Обзор современных методов повышения энергоэффективности котельной

Высокий износ основных средств предприятий теплоэнергетики достигает 80%, тепловые магистрали эксплуатируются в течение нескольких десятков лет. До сих пор надлежащая реконструкция теплового хозяйства не проводится в необходимых масштабах.

Несмотря на рост объемов потребления топлива, особое внимание следует уделить «общим мерам по определению реального объема потребления тепловой энергии населением, принципов распределения произведенной тепловой энергии по объемам, непосредственно потребляемыми населением, нормативных и сверхнормативных потерь, и обеспечить организацию и ведение учета потребления тепловой энергии всеми категориями потребителей» [15].

Чрезмерное потребление природного газа стало существенным бременем для предприятий теплоэнергетики, в условиях регулируемых тарифов на услуги, что вызывает рост затрат предприятия и убыточность деятельности.

Высокая энергоемкость приводит к неэффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Хотя перевод теплоэнергетики на местные топливно-энергетические ресурсы существенно влияет на энергонезависимость и энергетическую безопасность, особую актуальность приобретает стимулирование внедрения когенерационных технологий, которые позволили бы уменьшить потери тепла и минимизировать выбросы оксидов азота и углерода в окружающую среду.

Особое внимание для повышения энергоэффективности следует уделить установке пиролизных котлов, теплообменных аппаратов и биогазовых установок, в которых используется твердое топливо. Внедрение последних возможно при использовании действующих котлов, что сократит инвестиционные расходы и позволит повысить эффективность использования твердого топлива и снизит загрязнение окружающей среды [9].

Важную роль в минимизации затрат энергоносителя играют системы контроля качества теплоснабжения, одной из мер по их внедрению является установление индивидуальных тепловых пунктов, которые обеспечат комфортные условия без перегрева и недогрева помещений. Автоматические терморегуляторные системы на основе измерения внешней температуры позволяют уменьшить расходы теплоносителя на обогрев объектов потребления и расхода топлива.

Брак приборов учета и регулирования тепловой энергии препятствует эффективному использованию теплоносителей потребителями и топливно-энергетических ресурсов для их производства.

Сегодня котельные предприятия оборудованы котлами с низким коэффициентом полезного действия, средний срок эксплуатации которых превышает 13 лет, поэтому следует рассмотреть возможность их замены на, например, котлы RIO.

Неэффективность котельной предопределяет использование значительного количества сетевых насосов для снабжения теплоносителя,

обуславливает значительные затраты электроэнергии (1,3-2,7% в фактической себестоимости услуг).

Коэффициент загрузки насосного оборудования не должен превышать 50%, что негативно влияет на годовые затраты электроэнергии. Обеспечить экономию электроэнергии можно путем внедрения насосов меньшей мощности и внедрение индивидуальных отопительных модульных ресурсосберегающих миникотельных.

Для котельных центрального отопления необходимо предусмотреть отказ от отопления на природном газе и установку комбинированной системы отопления от электрокотлов и от котлов на твердом топливе типа УЕАС (установки энергетические автоматического сжигания), которые используют в качестве сырья – топливные брикеты, кору деревьев, отходы древесины, опилки и прочее.

Сегодня автономное производство электроэнергии в условиях прогнозируемого повышения тарифов до мирового уровня приобретает особую актуальность и позволит уменьшить расходы теплоснабжающих предприятий, и потери при поставке электроэнергии.

Также следует рассмотреть модернизацию путем использования биомассы.

Основными механизмами стимулирования внедрения энергетического оборудования, работающего на биомассе, является освобождение от пошлины, акцизного налога и налога на добавленную стоимость при импорте оборудования, "зеленый" тариф на электроэнергию, произведенную из ВИЭ, финансирование проектов в рамках энергетической стратегии и государственных целевых программ стратегии развития и государственные программы.

Однако указанные льготы остаются недостижимыми для большинства предприятий из-за сложности процедуры отбора проектов для предоставления льгот, ограниченность бюджетного финансирования и

отсутствие свободных средств у предприятий являются непреодолимыми препятствиями на пути внедрения биоэнергетического оборудования.

В условиях исследования Южной районной котельной в целях повышения энергоэффективности рекомендуется провести анализ потерь в котельных.

Виды потерь представлены в виде рисунка 3.



Рисунок 3 – Виды потерь в котельной

Основными методами повышения энергоэффективности, которые следует рассмотреть для Южной районной котельной, являются:

- использование детандеров и генераторных агрегатов;
- применение конденсационных экономайзеров;
- установка газопоршневых агрегатов непосредственно на территории котельной;
- использование вакуумных деаэрационных установок;
- «повышение в токе коэффициента избытка воздуха;
- уменьшение присосов воздуха по газовому тракту;

- применение установок утилизации теплоты, установок использования скрытой теплоты парообразования;
- снижение температуры отходящих дымовых газов;
- перевод работы парового котла на водогрейный режим» [43];
- подогрев питательной воды в экономайзере;
- забор воздуха из верхней зоны котельной на каждые 1000 м³ топлива.

Таким образом, ограничения функционирования и развития теплоэнергетики на рыночных принципах негативно влияет на энергетическую безопасность национальной экономики. Необходима разработка организационно-экономического механизма стимулирования инновационного развития котельных на основе принципов устойчивого энергосбережения.

Главным приоритетом энергетической политики сегодня должны стать проблемы производства, преобразования, транспортировки и потребления энергетических ресурсов.

Именно за счет повышения энергоэффективности, а не только энергосбережения котельных, можно высвободить финансовые ресурсы путем повышения эффективности использования ресурсов.

Помимо этого, стоит отметить, что «при проектировании новых и реконструкции действующих теплогенерирующих источников энергии и необходимо обращать внимание также и на новые ресурсосберегающие и экологичные технологии, способствующие повышению энергоэффективности.

Проектирование и внедрение новых источников энергии и технологий является одним из приоритетных направлений развития энергоресурсосбережения во всем мире.

При этом уделяется большое внимание развитию новых альтернативных и возобновляемых источников энергии» [40].

Таким образом, еще одним методом повышения энергоэффективности является «замена одних (не возобновляемых) энергоресурсов другими возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ)» [3].

1.3 Актуальность повышения энергоэффективности

«Главной стратегией развития народного хозяйства передовых стран мира становится обеспечение устойчивого и эффективного экономического роста за счет уменьшения энергопотребления на единицу производимой продукции» [42]. Это достигается, в основном, за счет применения новейших энергосберегающих технологий и рационального управления энергогенерирующими объектами. «Благодаря этой стратегии в развитых странах мира, в последнее двадцатилетие, энергетическая эффективность национального дохода уменьшилась в среднем на 24% и обеспечила около 62,5% их экономического роста» [5].

«Актуальность проблем энергосбережения и повышения энергоэффективности несомненна и обусловлена сразу несколькими факторами. Показатель энергоемкости валового внутреннего продукта является высоким, что негативно сказывается на конкурентоспособности отечественной продукции. Поэтому энергоэффективность является вопросом экономической, а, следовательно, и национальной безопасности страны. Низкий уровень энергоэффективности сказывается на окружающей среде: загрязняется атмосфера, вода и земная поверхность, а в результате эмиссии парниковых газов происходит изменение климата.

Решение энергетической проблемы на современном этапе развития национальной экономики должно идти интенсивным путем, который заключается в более рациональном использовании топливно-энергетических ресурсов или в осуществлении политики ресурсосбережения. Для ее решения возникает необходимость разработки энергоэффективных проектов» [6].

«Эффективная политика энергосбережения может быть реализована на основе концепции устойчивого развития и применения мирового опыта развитых стран, который предусматривает социальную ответственность всех участников процесса управления: государства, местных органов власти, общественного сектора и населения.

Достижение высокого уровня энергоэффективности возможно только в том случае, когда государство предложит предприятиям диверсифицированную систему стимулов и ограничений в сфере энергопотребления» [34].

Более 20% котлов эксплуатируется более 20 лет, а 38% котлов являются малоэффективными или морально устаревшими (с коэффициентом полезного действия не более 80 процентов), 35% такого оборудования полностью отработало свой ресурс. Вспомогательное оборудование (бойлеры и насосные группы) на 40% находится в заброшенном и аварийном состоянии, а так называемый "недоремонт", то есть отклонения объемов ремонта от запланированного, составляет более 45% ежегодно [6].

Почти 7,5 тыс. километров тепловых сетей (или 32%) и более 1760 тепловых пунктов (около 29%) находятся в аварийном состоянии. Такое положение коммунальной энергетики приводит к перерасходу горючего на 15% выше среднемирового уровня (на 1 Гкал тратится до 170 кг условного топлива против 145...150 кг в развитых странах).

Исходя из сказанного, «повышение энергоэффективности для экономики в целом является важной народнохозяйственной задачей, решение которой позволит обеспечить устойчивый рост экономики и повысить энергетическую безопасность страны» [22].

Казахстан имеет значительный потенциал внедрения энергосбережения на теплогенерирующих объектах, путем реконструкции котельных при установлении современных установок и агрегатов.

Модернизация котельных с целью повышения энергоэффективности требует решение ряда следующих задач:

- анализ технического состояния и режимов эксплуатации оборудования котельной;
- выбор электрогенерирующего оборудования котельных, находящихся в пределах города;
- анализ возможности использования вторичных источников тепловой энергии малого потенциала;
- проведение технико-экономического обоснования целесообразности реализации.

Проведение комплексного анализа технического состояния и режимов эксплуатации теплогенерирующего оборудования энергетических объектов жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) позволяет оценить целесообразность дальнейших расчетных исследований и потенциал внедрения различных принципов.

При реконструкции котельных важен анализ технической возможности и экономических последствий реализации, что позволит выбрать наиболее целесообразное и рациональное решение относительно объекта исследования.

Весьма актуальным вопросом является также полезное использование вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) учитывая, что большинство предприятий энергетического сектора ЖКХ характеризуются наличием выбросов теплоты дымовых газов (ДГ) с температурой 90...150 °С.

Эффективное использование ВЭР может быть осуществлено путем внедрения турбин, что позволит производить электроэнергию и покрывать собственные потребности без дополнительного сжигания топлива.

Таким образом, разработка комплексного подхода модернизации котельных с целью повышения энергоэффективности и улучшения технико-

экономических показателей котельных, в целом, является весьма актуальной задачей [7].

Планируется обширная модернизация Южной районной котельной. В том числе демонтированы следующие существующие строения на территории котельной:

- эстакада автослива и приёма мазута;
- склад мокрого хранения соли;
- склад сухого хранения соли;
- компрессорная насосная станция;
- баки-аккумуляторы 2 х 2000 м³;
- склад труб.

Подлежат реконструкции:

- главный корпус;
- дымовая труба;
- мазутонасосная;
- эстакада автослива и приёма мазута;
- резервуары хранения мазута 2 х 500 м³.

Заново возводимые технологические объекты:

- эстакада автослива и приёма мазута;
- склад мокрого хранения соли;
- очистные сооружения замазученных дождевых стоков;
- баки-аккумуляторы 2 х 2000 м³;
- подстанция 10/0,4 кВт "КТП-3" (блок-модуль);
- дизельная электростанция (2 шт.);
- резервуар усреднитель сточных вод ВПУ, V = 160 м³;
- бак-отстойник, усреднитель стоков химической промывки котла;
- насосная станция пожаротушения и склад пожарного инвентаря;
- насосная станция пенотушения;
- деаэрационная этажерка;

- склад труб.

Как видим, количество технологических потребителей, в которых эксплуатируются электрические приемники увеличилось. Это потребует увеличение мощности, имеющийся в котельной СЭС.

В котельной после ее реконструкции будет установлено электрооборудование согласно таблицы 2.

Таблица 2 – Электрооборудование котельной ЮРК г. Алматы

Объект применения	Наименование электрооборудования	Основные электрические параметры	Количество	Суммарное электропотребление, кВт	Примечание
1	2	3	4	5	6
Водогрейные котлы					
Дымосос типа ДРГ-042-0175.7,5-2К	Электро-двигатель	N=200 кВт, U=380/660В, n=750 об/мин	3	600	-
Вентилятор дутьевого типа ДРГ-048-0053.15	Электро-двигатель	N=90 кВт, U=380/660В, n=1500 об/мин	6	540	-
Дымосос типа ДРГ-051-0129.10-2К	Электро-двигатель	N=160 кВт, U=380/660В, n=1000 об/мин	1	160	-
Дымосос типа ДРГ-051-0129.10-2К	Электро-двигатель	N=160 кВт, U=380/660В, n=1000 об/мин	1	160	-
Вентилятор дутьевого типа ДРГ-051-0032.15-2К	Электро-двигатель	N=55 кВт, U=380/660В, n=1500 об/мин	2	110	-
Подпиточный насос KND-150-500C-NL-S4-G-132/4	Электро-двигатель	N=132 кВт, U=400В, n=1450 об/мин	4	528	1 резервный
Рециркуляционный насос KHP-150-200-2-NL-LO-GB-110/4	Электро-двигатель	N=110 кВт, U=400В, n=1450 об/мин	2	220	1 резервный
Вентилятор дутьевого типа ДРГ-051-0032.15-2К	Электро-двигатель	N=55 кВт, U=380/660В, n=1500 об/мин	2	110	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Сеть отопления и горячего водоснабжения					
Сетевой насос КАР-250-630А- KD-S4-G-R-450/4	Электро- двигатель	N=450 кВт, U=400В, n=1450 об/мин	5	2250	Все рабочие
Насос сырой воды КАР-150-400В-NL- S4-G-R-75/4	Электро- двигатель	N=75 кВт, U=400В, n=1450 об/мин	3	225	1 резер- вный
Насос химоочищенной воды X 80-50-200а- К-СД-У2	Электро- двигатель	N=15 кВт, U=400В, n=2900 об/мин	2	30	1 резер- вный
Насос подачи регенерационного раствора соли X 65-50-160-К-СД	Электро- двигатель	N=7,5 кВт, U=400В, n=2900 об/мин	2	15	1 резер- вный
Оборудование склада мокрого хранения соли					
Насос подачи крепкого раствора соли X 80-50-200а- К-СД	Электро- двигатель	N=15 кВт, U=380В, n=2900 об/мин	2	30	1 резер- вный
Оборудование деаэрационной этажерки					
Насос рабочей воды Д320-50	Электро- двигатель	N=75 кВт, U=380В, n=2900 об/мин	4	300	1 резер- вный
Оборудование мазутонасосной					
Насос подачи мазута 1-ой ступени и для циркуляции А2 3В 40/25-35/6-3Б	Электро- двигатель	N=15 кВт, U=380В, n=1500 об/мин	3	45	1 резер- вный
Насос подачи мазута 2-ой ступени ЦНСн 38- 198	Электро- двигатель	N=45 кВт, U=380В, n=1500 об/мин	2	90	1 резер- вный
Грузоподъемное оборудование					
Таль 3,2 тс	Электро- двигатель	N=5 кВт, U=380В, n=3000 об/мин	1	5	-
Другие электроприемники котельной					
Освещение внутри котельной	Светильники	N=0,2 кВт, U=220В	50	10	-
Освещение уличное	Светильники	N=0,2 кВт, U=220В	30	6	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
Пожарный насос	Электро-двигатель	N=45 кВт, U=380В, n=3000 об/мин	2	90	1 резер- вный
Электрофильтр ЭГАВ-66-13-7-4	Теплоэлектро-нагреватель,	N=80 кВт, U=10кВ	1	82	-
Дренажный насос	Электро-двигатель	N=5 кВт, U=380В, n=3000 об/мин	2	10	1 резерв- ный
Итого				5346	

Увеличение мощности электроприемников после реконструкции до 5346 кВт повышает актуальность экономии электроэнергии, особенно при работе дымососов и дутьевых вентиляторов. Схема управления ими представлена на рисунках 4 и 5.

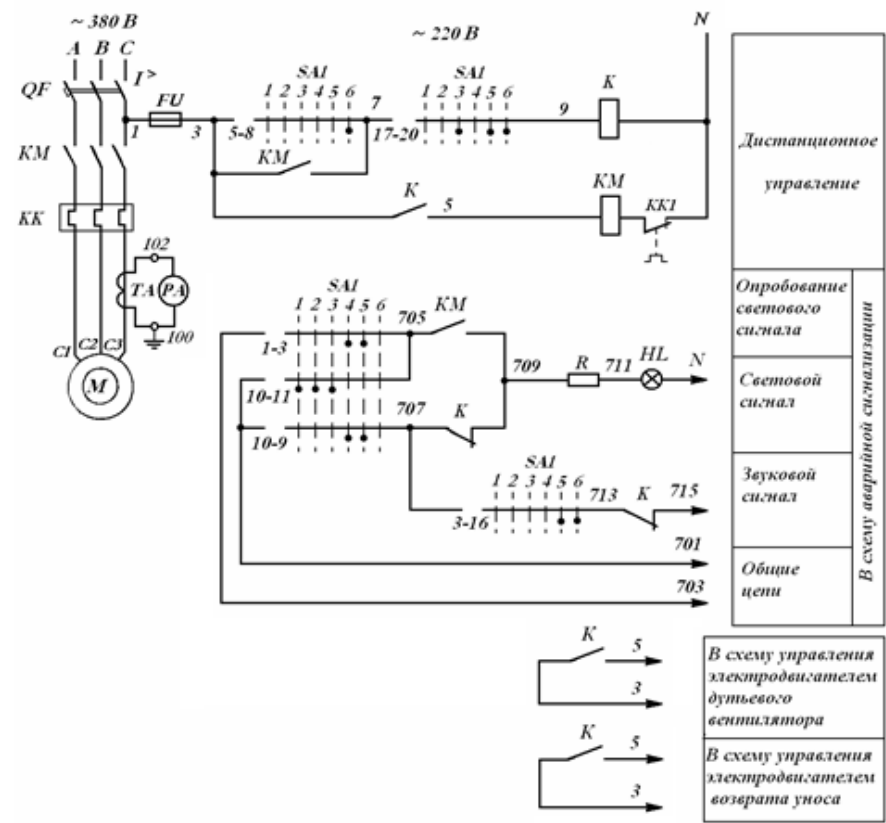


Рисунок 4 – Принципиальная электрическая схема управления электродвигателем дымососа котла

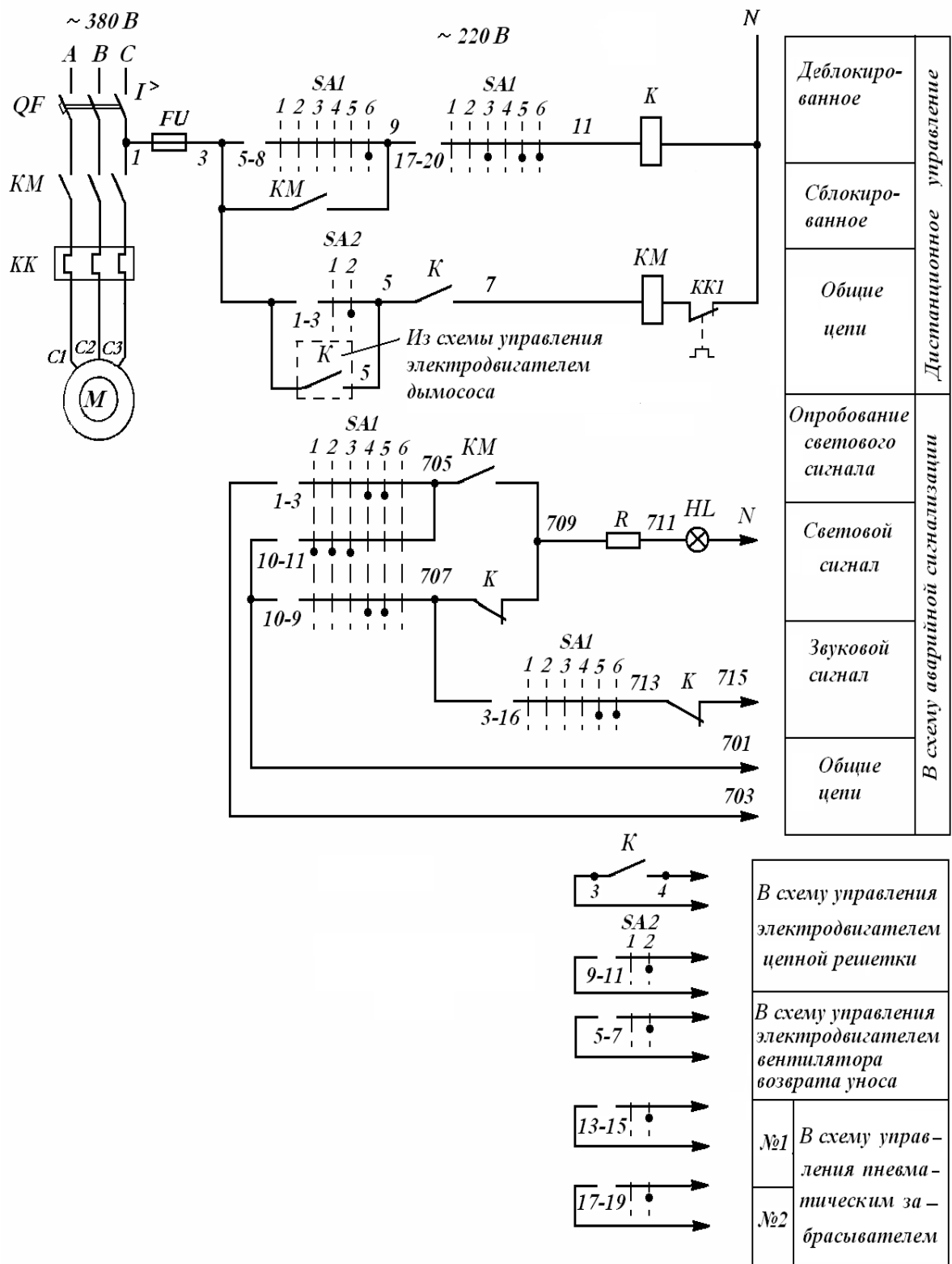


Рисунок 5 – Электрическая принципиальная схема управления электродвигателем дутьевых вентиляторов

1.4 Анализ выбросов загрязняющих веществ

Рассмотрим два загрязнения, на которые можно повлиять, используя электротехническое оборудование:

- выбросы сажи от сгорания топлива в основном водогрейном оборудовании;
- загрязнение сточных вод.

Выбросы сажи будут значительно уменьшены при переводе котельной с основного топлива мазут, на основное топливо газ. Но даже несмотря на это выбросы в атмосферу значительны, из-за большого объема сжигаемого топлива – после реконструкции расход газа составит 24864 м³/час или 73,299 млн.м³ в год при установленной мощности котельной в 185 Гкал/ч. Выброс сажистых загрязняющих веществ:

- зола 0,6535 т/год;
- пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния 20-70%: 0,00002 т/год;
- пыль неорганическая ниже 20%: 0,0003 т/год;
- пыль абразивная: 0,00006 т/год.

Контроль выбросов перечисленных веществ на котельной осуществляется строгим соблюдением технологического процесса. Содержание пыли в дымовых газах не должно превышать 20 мг/м³ (европейский стандарт начиная с 2015 года).

Для улучшения экологичности работы котельной предлагается оснастить ее электростатическим фильтром. Их применение является рентабельным только на котельных большой мощности, к которым относится изучаемая котельная.

Альтернативой применения электростатического фильтра являются рукавный фильтр и мокрый скруббер.

Рукавные фильтры предлагают ту же высокую степень очистки, что и электрофильтры, но имеют при этом ряд существенных недостатков:

- высокую стоимость обслуживания вследствие необходимости регулярной замены рукавов;
- необходимость остановки котла при проведении регламентных работ на фильтре;
- участие команды профессиональных специалистов по замене рукавов;
- высокую пожароопасность, особенно при применении в котельных на лузге.

Преимущества перед мокрым скруббером:

- мокрые скрубберы могут обеспечить высокую степень очистки дымовых газов, но область их применения обычно ограничивается угольными котлами, где важно обеспечить уровень выбросов SO_x;
- принцип работы мокрого скруббера предполагает применение известкового раствора для абсорбции частиц, что подразумевает наличие водного хозяйства с отстойниками или флотаторами;
- скрубберы требуют постоянного контроля в области обеспечения реагентами и водой, равно как и постоянного участия операторов.

Принцип действия электростатического фильтра иллюстрируется рисунком 6 и заключается в следующем:

- эффект намагничивания частиц пыли в электрическом поле – основа действия электростатического фильтра;
- дымовые газы проходят между электродами, к которым и «прилипает» пыль;
- чем сильнее поле, тем больше пыли налипает на электроды. Чем больше пыли в газах, тем сильнее электрическое поле;
- электростатический фильтр, таким образом, может самонастраиваться в зависимости от содержания пыли в газах;

- система автоматического струшивания электродов обеспечивает автономную работу без участия человека.

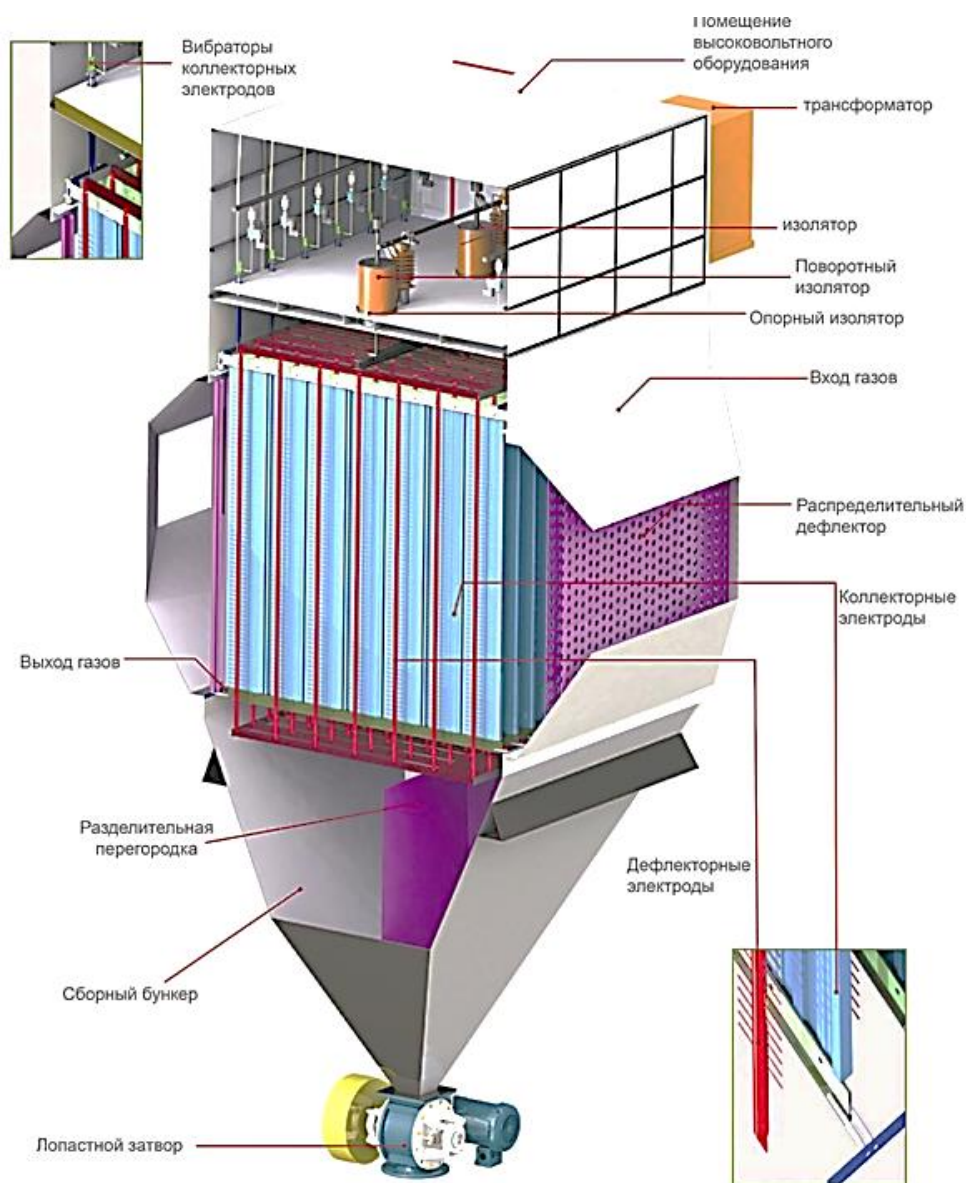


Рисунок 6 – Принцип действия электростатического фильтра

«В основе работы электрофильтра лежит явление электризации взвешенных в газе частиц дисперсной фазы с последующим осаждением их на электроде с зарядом, противоположным по знаку заряду частиц загрязнений (осадительном электроде). По конструкции электрофильтры

подразделяют на трубчатые и пластинчатые. В трубчатых электрофильтрах загрязненный газ пропускается по вертикальным трубам диаметром 20–25 см, по центру которых натянута проволока. Скорость движения газа в трубке составляет 0,5–2 м/с. Газ находится в трубке 6–8 с. Постоянный ток напряжением 50–100 кВ подается на электроды. Electroдами являются стенки трубки (осадительный электрод) и проволока (каронирующий электрод)» [14].

Один из способов загрязнения грунтовых вод – через дренажный приемок, из которого скапливающаяся в нем жидкость, из-за его не герметичности, попадает в окружающую среду минуя очистные сооружения. Для этого необходимо оснастить его дренажным насосом и системой управления от уровня жидкости в приемке. Рассмотрим основные способы управления дренажным насосом.

Использование электроконтактного манометра (ЭКМ) поясняется рисунком 7. Чувствительный элемент ЭКМ связан трубопроводом с нижней частью дренажного приемка. Чем выше уровень жидкости, тем более высокое давление оказывает жидкость на измерительную систему ЭКМ.

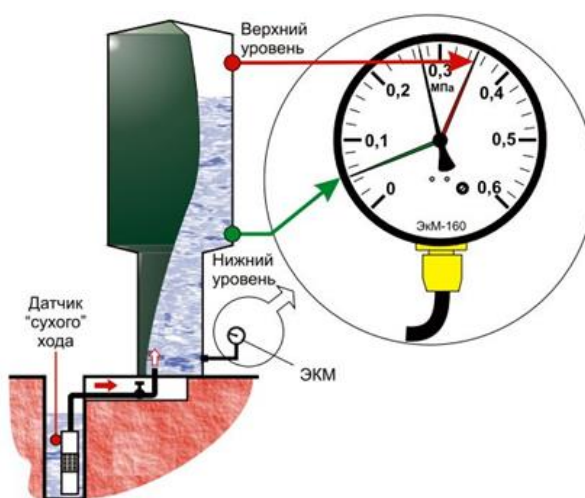


Рисунок 7 – Применение ЭКМ в системе управления насосом дренажного приемка

В качестве защитного аварийного датчика применяется датчик «сухого» хода, исключающий работу насоса без его заполнения жидкостью.

На рисунке 8 показано применение в качестве датчиков уровня герконов. Геркон представляет собой магнитоуправляемый контакт, меняющий своё состояние (замыкается или размыкается) при воздействии на него магнитного поля, которое может создаваться как постоянным магнитом, так и электромагнитом. Сами герконовые датчики расположены в герметичной немагнитной трубке, желательно стеклянной или пластмассовой. Можно применять их различное количество, и настроить их на срабатывание не только на максимальном или минимальном уровне, но и на других уровнях, например, $\frac{1}{2}$ или $\frac{3}{4}$ заполнения от максимального объема дренажного приемка. Постоянный магнит расположен на поплавке и перемещается по наружной поверхности вертикальной трубки с герконовыми датчиками. Для аварийной защиты применяется отдельно расположенный датчик «сухого» хода.

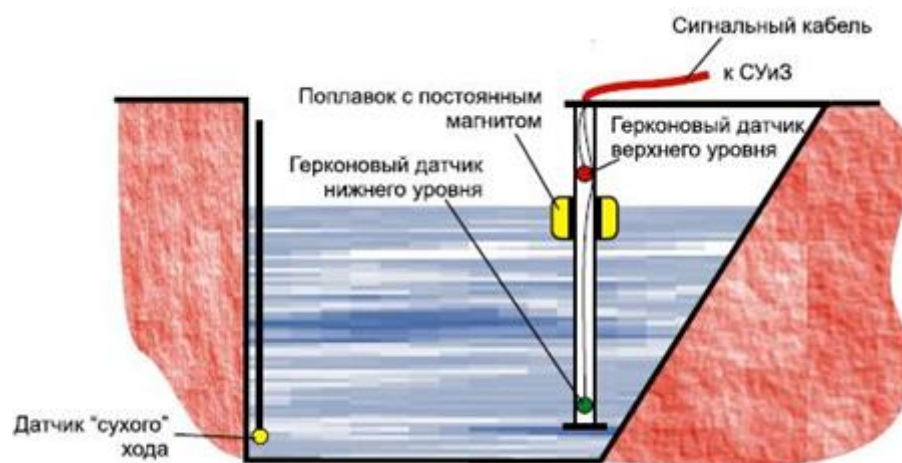


Рисунок 8 – Применение герконовых датчиков в системе управления насосами дренажного приемка

Также возможно применение в системе управления дренажного насоса штыревых датчиков уровня «при условии, что общее сопротивление цепи

“Кабель – замкнутый датчик” не должно превышать 2 кОм. Такой вариант представлен на рисунке 9.

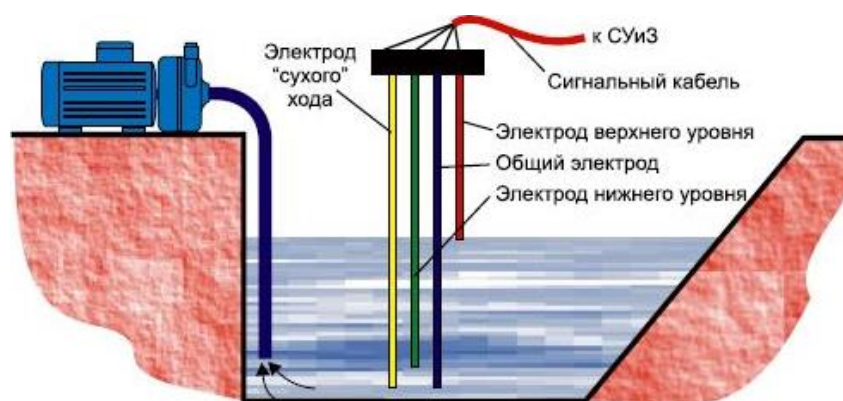


Рисунок 9 – Применение в системе управления дренажного насоса штыревых датчиков уровня

В приямке возможно наличие крупного мусора, и он, налипнув на электроды, может вызвать ложное срабатывание датчика» [7]. Необходимо принять дополнительные меры по ограждению электродов.

«Циклы слива выполняются автоматически по датчикам уровня за исключением обратного порядка срабатывания датчиков уровня. При последовательном замыкании датчиков нижнего и верхнего уровней происходит включение электродвигателя насоса, откачивающего жидкость из приямка. По мере убывания жидкости будут последовательно отключаться датчики верхнего и нижнего уровней. Как только датчик нижнего уровня разомкнется, двигатель насоса будет остановлен, и насос будет ожидать наполнения емкости до срабатывания датчика верхнего уровня» [23].

Вариант с использованием широко распространенных поплавковых датчиков уровня поясняется рисунками 10 и 11. При перемещении груза по кабелю изменяется вылет поплавка и тем самым настраивается уровень срабатывания датчика.

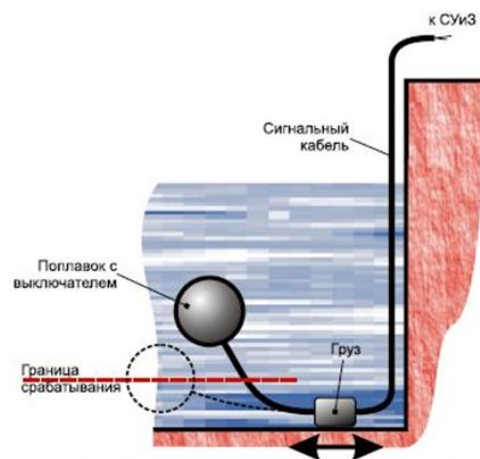


Рисунок 10 – Применение поплавковых датчиков уровня жидкости

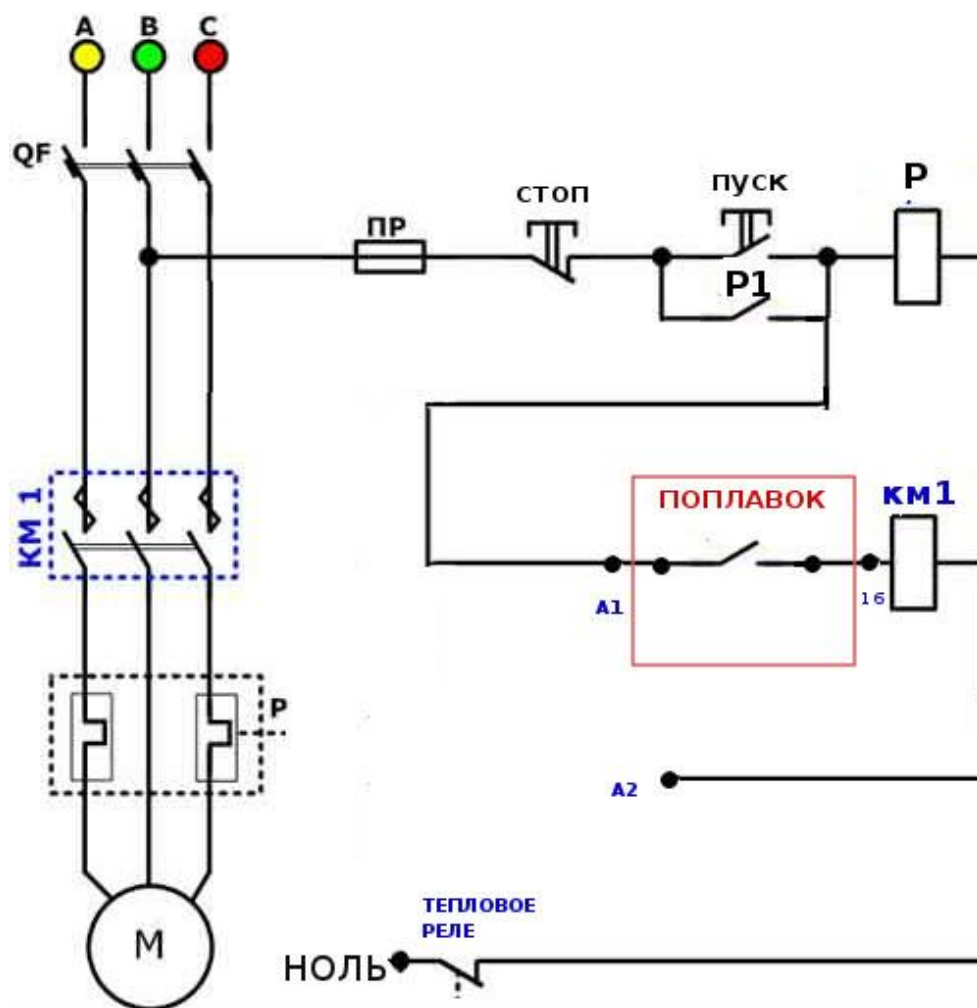


Рисунок 11 - Электрическая схема управления дренажным насосом с использованием поплавкового датчика уровня жидкости

Вариант с применением погружного электронасоса представлен на рисунке 12. «Общий» провод (на рисунке имеет красный цвет) необходимо подключить к напорному трубопроводу, через который происходит удаление воды из приемка. Электрический контакт должен быть надежным. Менять местами провода DSH и GNDR из клеммной колодки управляющего блока системы управления и защиты (СуиЗ) не допускается. Это приведет к выходу электродвигателя из строя. Датчик аварийного уровня жидкости должен быть расположен не ниже верхней части погружного насоса.

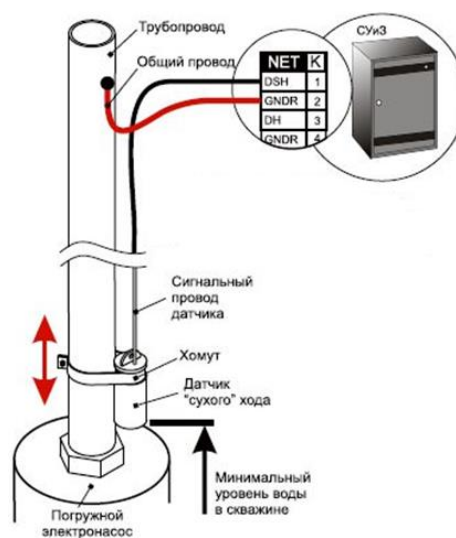


Рисунок 12 – Вариант применения погружного электронасоса

Если по каким-либо причинам «использование рассмотренных выше датчиков уровня невозможно, то можно применить систему управления с режимом работы по таймеру и датчику нижнего уровня, как это показано на рисунке 13. Данный режим предусмотрен для таких условий, где установка датчика верхнего уровня не представляется возможным (например, на водонапорных башнях при сильных морозах происходит его обмерзание и, соответственно, отказ), а использование электроконтактного манометра затруднено по каким-либо причинам.

В этом случае устанавливается всего один датчик нижнего уровня, по срабатыванию которого происходит налив/дренаж емкости в течение необходимого для наполнения или осушения времени» [4].

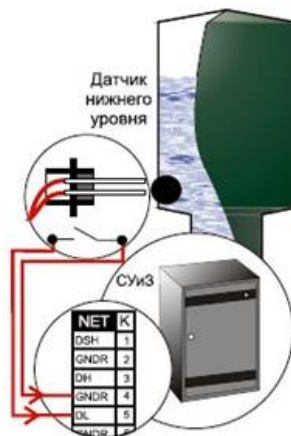


Рисунок 13 – Работа по таймеру и датчику нижнего уровня

Датчик верхнего уровня в этом режиме не используется. Функция налива или дренажа выбирается установкой нужного значения в установочного меню СУиЗ. При включении питания СУиЗ проверяет состояние датчика нижнего уровня. Далее в зависимости от состояния дренажного приемка отработывается алгоритм «При наливе» или «При дренаже».

Алгоритм «При наливе»: «если датчик в разомкнутом состоянии, что означает отсутствие жидкости в емкости, то происходит включение двигателя насоса на время от 1 до 99 минут (изменяется пользователем в установочном меню). Время наполнения конкретной емкости подбирается пробным путем в ручном режиме. После окончания времени налива СУиЗ будет ожидать замыкания датчика нижнего уровня, и после этого снова будет повторять циклы налива» [19].

Алгоритм «При дренаже»: «если датчик в замкнутом состоянии, что означает заполнение емкости, то происходит включение двигателя насоса на

время от 1 до 99 минут. Время осушения конкретной емкости подбирается пробным путем в ручном режиме. После окончания времени слива СУиЗ будет ожидать замыкания датчика нижнего уровня, и после снова будет повторять циклы слива» [19].

1.5 Предлагаемые энергосберегающие решения

Для реализации снижения электропотребления в котельной предлагается внедрить следующие мероприятия:

- для более экономичной и эффективной работы котельной насосы сетевой, подпиточной воды и сырой воды оснастить частотными преобразователями на каждый насос;
- электродвигатели дымососов и вентиляторов водогрейных котлов также оснастить частотными преобразователями;
- произвести замену освещения с люминисцентными и натриевыми газоразрядными лампами на энергосберегающие светодиодные светильники (за исключением зон с высокой температурой – более 50 °С).

Для повышения энергоэффективности котельной предлагается:

- использование установок утилизации теплоты;
- использование водяного экономайзера;
- снижение температуры отходящих дымовых газов;
- забор воздуха из верхней зоны котельной;
- использование вакуумного деаэратора.

Для улучшения экологических показателей работы котельной предлагается использовать:

- электростатический фильтр на очистку продуктов горения от сажистых веществ;

- автоматизированную систему откачки грунтовых, сточных или любых других жидкостей, заполняющих дренажный приямок.

«Использование частотных преобразователей для оборудования позволяет:

- значительно снизить энергетические, ремонтные и эксплуатационные затраты;
- плавно регулировать скорость вращения электродвигателя от нуля до номинального значения при сохранении максимального момента на валу;
- реализовать полную защиту электродвигателя;
- уменьшить потребление электроэнергии за счёт оптимального управления электродвигателем в зависимости от нагрузки;
- осуществить «плавный пуск» электродвигателя;
- устранить пиковые нагрузки напряжения в электросети в момент пуска электродвигателя;
- увеличить срок службы электродвигателя за счёт оптимизации его работы в широком диапазоне изменения нагрузок» [1].

Выводы по разделу.

Модернизация котельной подразумевает под собой целый комплекс мероприятий направленный:

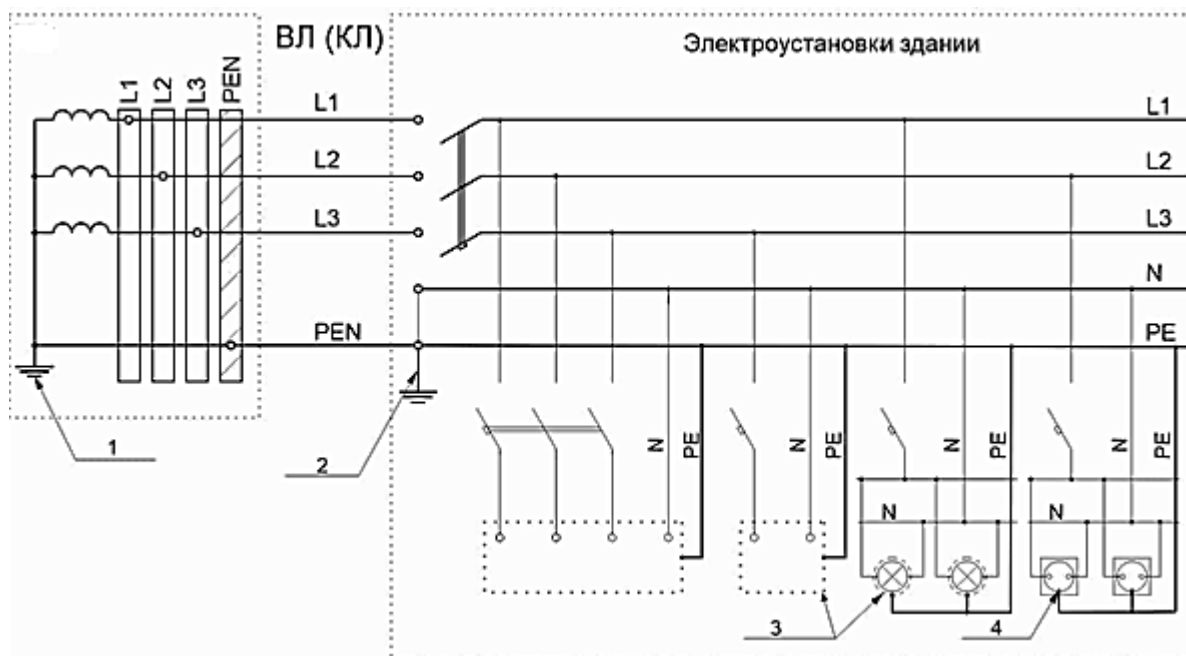
- на повышение энергетических показателей работы;
- снижения расхода потребляемой электрической энергии;
- улучшения экологичности и снижения уровня загрязнений окружающей среды.

2 Модернизация существующей системы электроснабжения котельной с учетом энергосберегающих мероприятий

2.1 Общие сведения

По степени надёжности и бесперебойности электроснабжения электроприёмники Южной котельной относятся к первой категории.

Напряжение сети электроснабжения принято 10/0,4/0,23 кВ, 50 Гц, с системой заземления TN-C-S, показанной на рисунке 14.



1 – заземление источника питания; 2 – заземление электроустановок; 3 – открытые проводящие части; 4 – закрытые проводящие части

Рисунок 14 – Система заземления TN-C-S

Установленная мощность электроприёмников котельной с учётом реконструкции составляет 5346 кВт, как было показано в таблице 2.

Расчётная активная мощность составит 4989,23 кВт.

Основными потребителями электроэнергии являются электроприёмники технологического оборудования, электроосвещения и вентиляции главного корпуса.

Электроснабжение объекта осуществляется по существующей схеме 10-0,4кВ: от ПС-43А (ф.43, ф.37), РП-225, ТП-9546, ТП-9547 до объектов, проверив сети и оборудование 10-0,4кВ на пропуск дополнительной мощности, при необходимости произвести замену. Расчетом требуется определить необходимость установки дополнительных ТП-10/0,4кВ и строительства ЛЭП-10-0,4кВ.

2.2 Расчет электрических нагрузок котельной

Порядок расчета [6]:

- составляем перечень электроприемников с указанием номинальной активной нагрузки (см. таблицу 2);
- задаемся уровнем напряжения. Все электроприемники в котельной на 380В, освещение на 220В;
- по справочным и нормативным документам задаемся для каждого электроприемника коэффициентом использования $K_{и}$ и мощности $\cos\varphi$. При отсутствии данных $K_{и} = 0,2 \dots 0,9$, $\cos\varphi = 0,5 \dots 0,9$;
- по формула (1) и (2) определяются средняя сменная P_c и Q_c нагрузки;
- по таблицам [4] находится расчетный коэффициент $K_p = f(K_{и}; n_{э})$;
- по формула (3), (4) и (5) определяются P_p и Q_p нагрузки;
- по формуле (6) определяется расчетная полная S_p нагрузка.

$$P_c = K_{и} \cdot P_{н}; \quad (1)$$

$$Q_c = K_{и} \cdot P_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2)$$

$$P_p = K_p \cdot P_c; \quad (3)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_c \text{ при } n_{э} \leq 10; \quad (4)$$

$$Q_P = Q_C \text{ при } n_{\Sigma} > 10; \quad (5)$$

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (6)$$

После суммирования, дальнейший расчет ведется по обобщенным значениям. K_{Σ} и $\operatorname{tg} \varphi$ по формулам (7) и (8):

$$K_{\Sigma} = \frac{\Sigma P_C}{\Sigma P_H}; \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\Sigma Q_C}{\Sigma P_C}. \quad (8)$$

Суммарная полная мощность:

$$\Sigma S_P = \sqrt{\Sigma P_P^2 + \Sigma Q_P^2}. \quad (9)$$

Суммарный ток:

$$I_{\Sigma} = \frac{\Sigma S_P}{\sqrt{3} U_{\Sigma}}, \text{ А}, \quad (10)$$

$$I_{\Sigma} = \frac{5675,45}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8191,8 \text{ А}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета нагрузок котельной

Название электро-приемника	P_H , кВт	n_{Σ}	ΣP_H , кВт	K_{Σ}	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	K_P	P_P , кВт	Q_P , квар	S_P , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Дымосос типа ДРГ-042-0175	200	3	600	0,9	0,9	0,48	540	259	1,06	572	284	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Вентилятор дутьевого типа ДРГ-048-0053.15	90	6	540	0,9	0,9	0,48	486	233	1,04	505	256	-
Дымосос типа ДРГ-051-0129.10-2К	160	1	160	0,9	0,85	0,62	144	89,2	1,08	155,5	98,1	-
Вентилятор дутьевого типа ДРГ-051-0032.15	55	2	110	0,9	0,85	0,62	99	61,3	1,07	105,9	67,4	-
Сетевой насос КАР-250-630А-KD-S4-G-R-450/4	450	5	2250	0,9	0,9	0,48	2025	972	1,04	2106	1069	-
Подпиточный насос KND-150-500C-NL-S4-G-132/4	132	4	528	0,9	0,9	0,48	475	228	1,05	498	251	-
Рециркуляционный насос КНР-150-200-2-NL-LO-GB-110/4	110	2	220	0,9	0,85	0,62	198	122,7	1,07	211,8	134,9	-
Насос сырой воды КАР-150-400В-NL-S4-G-R	75	3	225	0,9	0,85	0,62	202,5	125,5	1,06	214,6	133	-
Насос подачи регенерационного раствора соли X 65-50-160-К-СД	7,5	2	15	0,5	0,8	0,75	7,5	5,6	1,89	14,2	10,6	-
Насос химоочищенной воды X 80-50-200а-К-СД-У2	15	2	30	0,8	0,8	0,75	24	18	1,18	28,3	19,8	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Насос подачи крепкого раствора соли X 80-50-200а-К-СД	15	2	30	0,9	0,8	0,7 5	27	20,2	1,07	28,8	22,2	-
Насос рабочей воды Д320-50	75	4	300	0,9	0,8 5	0,6 2	270	167, 4	1,04	280, 8	184, 1	-
Таль 3,2 тс	5	1	5	0,2	0,8	0,7 5	1	0,75	2,86	2,86	0,82	-
Пожарный насос	45	2	90	0,1	0,8 5	0,6 2	9	5,58	3,81	34,3	6,14	-
Электрофил ьтр ЭГАВ-66-13-7-4	82	1	82	0,9	0,8	0,7 5	73,8	55,3	1,08	79,7	60,8	-
Дренажный насос	10	1	10	0,5	0,8 5	0,6 2	5	3,1	1,91	9,55	3,41	-
ИТОГО по котельной	1556, 9	126	5346	0,8 82	0,8 79	0,5 42	4720 ,4	2461 ,61	-	4989 ,23	2705 ,25	5675, 45

2.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов

«Перед нахождением мощности силовых трансформаторов необходимо выбрать установки компенсации реактивной мощности. Компенсацию реактивной мощности по опыту эксплуатации производят до получения значения $tg \varphi_k = 0,33 \dots 0,48$ » [12]. Согласно данным таблицы 4, $tg \varphi = 0,542$. Значит компенсация реактивной мощности требуется.

Рассчитаем требуемую расчетную реактивную энергию, требующую компенсации:

$$Q_{PKY} = P_P \cdot (tg \varphi_2 - tg \varphi_1), \text{ квар}, \quad (11)$$

$$Q_{РКУ} = 4989,23 \cdot (0,542 - 0,35) = 957,9 \text{ квар},$$

$$Q_K = Q_{РКУ} - Q_D, \text{ квар}, \quad (12)$$

$$Q_K = 957,9 - 2705,25 = 1747,3 \text{ квар}$$

КУ будут располагаться в двух ТП. Распределим мощность устройства для компенсации реактивной мощности поровну между ними:

$$Q_{КУ} = \frac{Q_K}{2} = \text{квар}, \quad (13)$$

$$Q_{КУ} = \frac{1747,3}{2} = 873,6 \text{ квар}$$

где Q_K – расчетная требуемая мощность компенсации, квар.

Производим выбор КУ:

- для подстанции ТП№1 $Q_{КУ} = 1 \times 400$ и 1×400 квар типа УК-6-400 [16];
- для подстанции ТП№2 $Q_{КУ} = 1 \times 400$ и 1×400 квар типа УК-6-400 [16].

Тогда

$$tg\varphi = (Q_P - Q_{КУ})/P_P, \quad (14)$$

$$tg\varphi = (2705,25 - 1600)/4989,23 = 0,32 \Rightarrow \cos\phi = 0,952.$$

Получаем $tg\varphi = 0,32$ и соответствующий ему $\cos\phi = 0,952$.

Определим полную расчетную мощность по котельной с учетом компенсации:

$$\Sigma S_P = \sqrt{\Sigma P_P^2 + (Q_P - Q_{КУ})^2}, \quad (15)$$

$$\Sigma S_P = \sqrt{4989,23^2 + (2705,25 - 1600)^2} = 4865,26 \text{ кВА}$$

Рассчитываем мощность силовых трансформаторов на подстанции S_T , кВА, по формуле (15):

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot N_T}, \quad (16)$$

где « S_p – полная расчетная мощность по объекту с учетом компенсации, кВА;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора. Принимаем для 1 категории надежности $K_3 = 0,7$ [9];

N_T – количество трансформаторов на подстанции (ПС)» [21]. Принимаем $N_T = 2$.

$$S_T \geq \frac{4865,26}{0,7 \cdot 2} = 3475,18 \text{ кВА}$$

Разделим полученное значение на три планируемые подстанции. Получаем полную мощность, приходящуюся на одну подстанцию $3475,18/3=1158,39$ кВА. «Расчетная мощность трансформатора округляется до ближайшей большей стандартной мощности по шкале ГОСТ 11920 – 85, ГОСТ 12965 – 85» [13]. Выбираем трансформатор мощностью 1250 кВА.

Для электроснабжения электроприёмников котельной напряжением 0,4 кВ предусмотрены две трансформаторные подстанции типа КТП-2х1250/10/0,4 кВ, каждая с двумя сухими трансформаторами мощностью по 1250 кВА и КТП-3 с двумя сухими трансформаторами мощностью по 1250 кВА каждый. Электрическая схема приведена на рисунке 15.

ТП1 и ТП2 расположены внутри здания главного корпуса Южной районной котельной (ЮРК).

«КТП-3 запроектирована в блочно-модульном здании.

ТП1, ТП2 и КТП-3 запитываются двумя вводами каждая с разных секций РУ-10 кВ существующего ЦТП.

«В качестве защитной и пусковой аппаратуры принимаем автоматические выключатели и магнитные пускатели, устанавливаемые в шкафах РУ-0,4 кВ ТП1; ТП2; КТП-3 и в щитах низковольтных индивидуального изготовления.

Силовая распределительная сеть выполняется кабелями АВВГ, КГ; контрольная - АКВВГ, КВВГ, КВВГЭ.

Прокладка кабелей предусматривается: по стенам - скобами, на кабельных конструкциях; в кабельных каналах и в полу - в стальных трубах» [18].

2.5 Управление электроприводами

Управление электродвигателями предусматривается:

- механизмами котлоагрегатов и основными насосами – дистанционное, с помещения операторной и местное – кнопками управления;
- блокировки, АВР основных насосов, сигнализация аварийного отключения электродвигателей и срабатывания АВР под управлением АСУ ТП марки АТМ;
- для сетевых, подпиточных насосов, насосов сырой воды, а также дымососов и дутьевых вентиляторов котлов № 1-г № 4 предусмотрено частотное регулирование;
- предусматривается автоматическое отключение вентиляции при пожаре по сигналу прибора пожарной сигнализации.

Применение частотных электроприводов позволяет экономить от 20 до 50 % электроэнергии, а срок их окупаемости составляет от 1,5 до 2 лет [6].

Выбор произвели на основании наибольшего количества положительных отзывов в электронных источниках информации, а затем проверили техническую совместимость изучив data sheet. Выбрали линейку частотных преобразователей серии INNOVERT PUMP IHD [27]:

- диапазон мощностей от 15 кВт до 315 кВт;
- встроенный ПИД-регулятор для поддержания давления на заданном уровне;
- встроенный источник питания 24VDC 100мА для датчика давления;
- имеет открытый доступ к программированию параметров;
- может работать от датчика по аналоговому входу 4-20 мА (0-10 В);
- может работать по протоколу Modbus (RS485);
- для управления погружными (скважными) насосами необходимо подбирать преобразователь общепромышленной серии INNOVERT IBD

Стоимость ЧП серии INNOVERT PUMP значительно зависит от мощности. Например, IND402P43T (мощность 4 кВт) стоит 30100 руб, IND114P43T (мощность 110 кВт) стоит 194400 руб, IND354P43T (мощность 355 кВт) стоит 786800 руб.

2.6 Электроосвещение

Работа управления системой освещения поясняется рисунком 16.

Предусматривается «три вида освещения:

- рабочее.
- аварийное.
- ремонтное -12 В от понижающих трансформаторов типа ЯТПО-0,25.

Нормы освещённости приняты по СНиП РК 2.04-02-2011.

В качестве осветительной арматуры приняты светильники со светодиодными лампами» [20].

Проводка выполняется:

- в производственных помещениях котельной, мазутонасосной - кабелем АВВГ открыто по стенам, по кабельным конструкциям марки ЭМ;

- под металлическими площадками - кабелем АВВГ в стальной трубе;
- в полу и через перекрытия - в стальной трубе;
- в бытовых помещениях, операторной, лабораториях - кабелем АВВГ в ПВХ трубах скрыто.

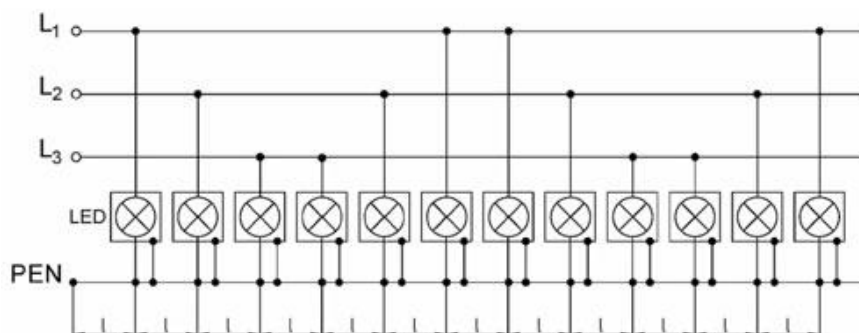


Рисунок 16 – Схема эффективного включения светильников наружного освещения

В проекте предусмотрено светоограждение существующей дымовой трубы. Светильники светоограждения устанавливаются на светофорной площадке отметке 54,150. В качестве заградительного огня принят светодиодный прибор серии СДзО-05-1 со стеклом красного цвета. Электропроводка выполняется кабелем типа АВВГ, прокладываемым в стальной трубе. Пусковая аппаратура устанавливается в помещении операторной главного корпуса в ящике Я1. Управление светоограждением - ручное, ключом управления с ящика Я2 и автоматическое - с помощью фотореле, производящим включение и отключение огней в зависимости от уровня наружной освещённости.

2.7 Электробезопасность и молниезащита

«Для защиты обслуживающего персонала от попадания под опасное для жизни напряжение предусматривается защитное заземление и зануление.

Все нормально нетоковедущие части электрооборудования должны быть заземлены.

Сопротивление элементов заземления не должно превышать 4 Ом» [24].

В зданиях и сооружениях площадки котельной заземляющие устройства (наружные и внутренние) подлежат реконструкции.

Для этого в помещениях главного корпуса, мазутонасосной в качестве внутреннего контура заземления прокладывается стальная полоса 40 х 4 мм на высоте 0,4 м от пола по периметру помещений.

Наружный контур заземления запроектирован из вертикальных заземлителей из стали круглой диаметром 16 мм, соединённых между собой сталью полосовой 40 х 4 мм.

Внутренний контур заземления соединить с внешним с помощью сварки.

«В качестве зануляющих проводников используются нулевые защитные жилы РЕ питающих и распределительных кабелей.

В проекте для защиты от прямого и косвенного прикосновения к открытым проводящим частям электрооборудования применяются устройства защитного отключения с током отключения 30 мА, устанавливаемые перед автоматами, питающими розеточные группы» [16].

Молниезащита.

В соответствии с СН РК 2.04-29-2005, здания и сооружения котельной относятся к третьей категории по устройству молниезащиты.

Молниезащита дымовой трубы производится с помощью молниеприёмников, установленных на дымовой трубе.

Здания существующего главного корпуса, деаэрационной и блок-модуля КТП-3 входят в зону защиты от прямых ударов молнии существующей дымовой трубы высотой 60,4 м.

Для молниезащиты ДЭС устанавливается отдельностоящий молниеприёмник.

Защита других зданий площадки котельной от прямых ударов молнии производится путём укладки на кровлю молниеприёмной сетки, выполненной из стальной проволоки диаметром 6 мм, с шагом ячеек не более 6,0 м и присоединением её токоотводами к наружному контуру заземления.

Все выступающие над кровлей металлические элементы (трубы, шахты, вентиляционные устройства) должны быть присоединены к молниеприёмной сетке.

2.8 Кабельные сети 0,4 кВ и 10 кВ

По территории площадки котельной разводка выполняется: кабелями АП6ПУ-10; АПВБбШв-1; АВБбШв-1; АКВБбШ в траншеях; проектируемом кабельном канале; кабелями АВВГ; АКВВГ; КВВГ - по технологическим эстакадам.

В траншее кабели прокладываются на глубине 0,7 м; под автодорогами- 1,0 м от планировочной отметки земли.

При пересечении проектируемых кабелей с подземными коммуникациями, кабели прокладываются в гибких двухстенных трубах ПНД/ПВД.

В траншеях кабели укладываются на подушку из просеянной земли, не содержащую камней и строительного мусора.

2.9 Электросети наружного и охранного освещения

Сети наружного освещения.

Управление наружным освещением предусмотрено местное - из помещения операторной главного корпуса и автоматическое - в зависимости от уровня наружной освещённости.

Светильники включаются в тёмное время суток по сигналу фотодатчика.

В качестве осветительной арматуры приняты светильники типа ЖКУ 16 с натриевыми лампами.

Светильники устанавливаются на металлических опорах вдоль дорог и на наружных стенах зданий.

Сеть наружного освещения выполняется кабелями типа АВВГ в проектируемых траншеях в трубах ПНД/ПВД.

Сети охранного освещения.

Сеть охранного освещения выполняется по периметру площадки котельной.

Управление освещением предусматривается местное - с ящика ЯУО, устанавливаемого в операторной главного корпуса и автоматическое - в зависимости от уровня наружной освещённости.

Светильники включаются в тёмное время суток по сигналу фотодатчика.

В качестве осветительной арматуры приняты светильники типа ЖКУ 16-250 с натриевыми лампами.

Светильники устанавливаются на металлических опорах, на кронштейнах, вдоль забора таким образом, чтобы создавалась сплошная световая полоса.

Сеть охранного освещения выполняется кабелем типа АВВГ, прокладываемым по забору в стальной трубе.

Переустройство кабельных линий.

Проектом предусмотрено переустройство существующих кабелей, попадающих под пятно застройки, за территорию котельной.

Кабели проложены на отм. -0,700 м от планировочной отметки земли.

В проекте учтено:

- демонтаж существующих кабелей;
- материалы по вскрытию тротуара;
- материалы по восстановлению тротуара.

2.10 Построение автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)

Объектами автоматизации являются следующие сооружения.

В главном корпусе:

- добавляемые четырёхгорелочные водогрейные котлы КВ-ГМ-58,2(50)-150С, ст. № 1, № 2, № 3 - 3 шт.;
- реконструируемый существующий шестигорелочный водогрейный котёл КВ-ГМ-35, ст. № 4 - 1 шт.;
- вспомогательное оборудование котельной, состоящее из сетевых, подпиточных, питательных насосов, общекотельных газопроводов и паромазутопроводов котельной, водоподготовительная установка, приточная установка наружного воздуха;
- газораспределительный пункт (ГРП).

За пределами главного корпуса (на территории котельной):

- мазутонасосная с технологическим оборудованием и приточной системой воздуха;
- резервуары хранения мазута - 2 шт.;
- деаэрационная этажерка с вакуум-деаэраторами - 2 шт.;
- склад мокрого хранения соли;
- баки-аккумуляторы - 2 шт.;
- расходомеры на трубопроводах сырой, исходной воды и канализации.

Назначение системы контроля и управления (СКУ).

Система контроля и управления (СКУ) «предназначена для реализации функций автоматизированного контроля и управления оборудованием котельной в безаварийном режиме.

Система автоматизированного управления осуществляет:

- мониторинг технологического процесса котельной и технологических параметров на мониторах персональных компьютеров в помещении операторной;
- контроль технологических параметров: состояния запорной арматуры, насосного оборудования, регулирующих клапанов в режиме реального времени;
- управление работой насосного, запорного и регулирующего оборудования в котельной в автоматизированном или ручном режиме с компьютера в операторной;
- поддержание заданной температуры в прямом трубопроводе теплосети;
- поддержание заданного давления в подпиточном и сетевом трубопроводе с помощью насосов с частотным регулированием;
- срабатывание технологических защит и блокировок; автоматический останов оборудования в аварийных ситуациях» [33].

Безопасный розжиг котлов по месту со щитов горелок или с компьютера в операторной. Розжиг горелок осуществлён через блоки газооборудования БГ8.00; БГ9.00 с предохранительными отсечными клапанами; системой продувки и опрессовки, клапанами безопасности и регулирования давления газа горелки. Предупредительную светозвуковую сигнализацию при утечке газа свыше 10 %.

Управляющие функции реализуются на уровне контроллерного оборудования и их прикладных программ.

В проекте предусмотрена автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) котельной, которая представляет собой многоуровневую систему.

Полевой уровень АСУ ТП.

Технической базой полевого уровня являются:

- манометры и биметаллические термометры ("Роема", г. Санкт-Петербург);
- напорометры НМП-52;
- тягонапорометры ТНМП-52, НМП-52 (НЦП "Манометр", г. Саранск);
- датчики давления с выходным сигналом 4-20 мА - АИР-1 ОН, АИР-20/М2-Н, Элимер-100 ("Элимер", г. Москва);
- датчики температуры с выходным сигналом 4-20 мА - ТСПУ-0104, ТСМУ-0104 ("Элимер", г. Москва);
- датчики температуры и вибрации дымососов, дутьевых вентиляторов и насосов (комплектной поставки с оборудованием);
- расходомеры газа - вихревой "Ирвис-РС-4" ("Взлёт-Казахстан", г. Алматы), "ЭМИС-Вихрь" ("ЭМИС", г. Челябинск);
- расходомеры мазута - роторные "ЭМИС-ДИО 230" ("ЭМИС", г. Челябинск);
- расходомеры воды - ультразвуковые "Взлёт МР УРСВ-522(510)" ("Взлёт-Казахстан", г. Алматы);
- уровнемеры - датчики-реле уровня типа РИС; РОС ("Теплоприбор", г. Рязань), гидростатические - "Элимер", УЛМ-31 ("Инсавт", г. Челябинск);
- учёт тепловой энергии котельной - теплосчётчиком-регистратором "Взлёт ТСР-М" ("Взлёт-Казахстан", г. Алматы);
- розжиг котлов - запально-сигнализирующим устройством ЗСУ-ОМС ("Прома", г. Казань);

- содержание O_2 в дымовых газах - газоанализатором кислорода "ИКТС-11 ЭКОМЕР" ("Проманалитприбор", г. Бердск);
- загазованность в котельном зале - сигнализатором горючих газов СГГ-6М ("Аналитические приборы", г. Смоленск);
- электроприводы регулирующей арматуры - исполнительные механизмы обычные и с сетевым управлением типа МЭО, МЭОФ, ПЭМ (ОАО "АВС ЗЭиМ Автоматизация", г. Чебоксары);
- предохранительно-запорные клапаны на общих газопроводах и мазутопроводах котлов (ПЗК) - АТЭК ("АМАКС", г. Москва);
- электромагнитные клапаны отсечки, опрессовки, безопасности на газопроводах горелок котлов - комплектно с блоками газооборудования БГ8.00; БГ9.00.

Перечень контуров регулирования, входящих в АСУ ТП.

«Предусмотрены следующие контуры регулирования и управления:

- водогрейные котлы № 1...№ 4: регуляторы тепловой нагрузки - "газ"; "мазут"; регулятор топливо-воздух (справа/слева); регулятор разрежения; регулятор расхода обратной воды в котёл; регуляторы газа горелок; регуляторы воздуха горелок; управление шибером на газоходе;
- управление перекидными заслонками наружных воздухопроводов.

Вспомогательное оборудование котельной:

- регуляторы давления подающей воды в теплосеть "Зима", "Лето";
- регулятор температуры подающей воды в теплосеть (погодный);
- регулятор давления подпитки;
- регулятор температуры обратной воды в котлы (рециркуляция);
- регуляторы температуры в водоподготовке (прямого действия);
- регулятор давления рециркуляционного мазута» [30].

Деаэрационная этажерка:

- регуляторы температуры деаэрированной воды после вакуумных деаэраторов - 2 шт.;
- регуляторы вакуума в деаэраторах - 2 шт.;
- регуляторы расхода химочищенной воды в деаэраторы - 2 шт.;
- регуляторы уровня в баках рабочей воды - 2 шт.;
- регуляторы расхода в баках рабочей воды - 2 шт.

Общая концепция автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) котельной.

АСУ ТП котельной выполнена в виде распределённой цифровой системы, базирующейся на самых современных программируемых логических контроллерах фирмы "Siemens" (серии "Simatic S7-1500").

Система (АСУ ТП) предназначена для автоматического бесперебойного обеспечения подачи воды от котельной в теплосеть.

Автоматизированная система обеспечивает реализацию следующих основных функций в режиме реального времени:

- «непрерывное измерение и архивирование значений всех технологических параметров (давления, температуры, напора, разрежения, расхода, уровня), необходимых оператору для контроля за процессами регулирования и управления сооружений в котельной и на площадке котельной» [37];
- технологические блокировки и защиты котлов при отклонении параметров от нормы;
- звуковое и текстовое (на экране мониторов) предупреждение аварийных и предаварийных ситуаций;
- «задание режимов работы оборудования котельной и насосных агрегатов в сооружениях, относящихся к котельной;
- автоматический контроль и дистанционное управление запорной и регулирующей арматурой с персональных компьютеров оператора;

- обмен информацией с верхним уровнем управления системы; приём директив, установок и выдача информации о протекании технологического процесса» [26].

Верхний уровень АСУ ТП разбит на участки по объёму технологических объектов.

В состав верхнего уровня входит:

- резервированный сервер повышенной производительности;
- серверная часть, общая для всех участков;
- программное обеспечение "Siemens";
- автоматизированные рабочие места (АРМ операторов): водогрейных котлов № 1 ... № 4, вспомогательного оборудования, диспетчера передачи данных на "ЦАТЭП". Каждое автоматизированное рабочее место оператора (АРМ) состоит из промышленного компьютера и общего принтера.

Шкафы контроллерные котлов и вспомогательного оборудования в составе:

- шкаф водогрейного котла №1 (1-LUK) щитов горелок (1-ШГ1, 1-ШГ2);
- шкаф водогрейного котла №2 (2-LUK) и щитов горелок (2-ШГ1, 2-ШГ2);
- шкаф водогрейного котла №3 (3-ШК) и щитов горелок (3-ШГ1, 3-ШГ2);
- шкаф водогрейного котла №4 (4-ШК) и щитов горелок (4-ШГ1, 4-ШГ2).
- шкаф вспомогательного оборудования (ШВО);
- шкаф мазутонасосной (ШМН);
- шкаф деаэрационной этажерки (ШДЭ);

Каждый шкаф выполняет следующие функции:

- сбор и регистрацию входных/выходных параметров объекта;

- сигнализацию о состоянии технологических процессов;
- передачу информации на верхний уровень АСУ ТП;
- определение работоспособности контроллерно-модульного оборудования.

«Контроллеры нижнего уровня осуществляют сбор и обработку технологических параметров, формируют управляющие воздействия» [28].

Компьютеры верхнего уровня осуществляют отображение и хранение информации о технологических процессах, происходящих в котельной.

Внутренний информационный обмен между управляющим процессорным модулем и местными щитами с контроллерным оборудованием ведётся по интерфейсному кабелю RS-485 по протоколу Profibus DP.

Диспетчеризация.

Для расчёта технико-экономических показателей котельной предусмотрена передача в систему "ЦАТЭП" диспетчерской службы следующих параметров:

- по котлам № 1...№ 4: расход и давление топлива (газ, мазут); расход сетевой воды через котёл, давление и температура сетевой воды на входе и на выходе котла; температура уходящих газов; температура холодного воздуха;
- по вспомогательному оборудованию котельной: общий расход, давление и температура топлива (газ, мазут); общий расход, давление и температура сырой воды; расход, давление и температура подпиточной воды;
- расход, давление и температура сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах; расход воды на собственные нужды котельной;
- расход электроэнергии и мощность на стороне 10 кВ (на трансформаторах КТП-1, КТП-2, КТП-3; рабочих вводах РУ-10 кВ "ЮРК").

Для передачи данных использовать сеть Internet.

Размещение комплекса технических средств АСУ ТП.

Для размещения оборудования АСУ ТП котельной предусмотрено помещение операторной на отм. +7,200.

Шкафное оборудование комплекса технических средств соответствует общим эргономическим требованиям, согласно ГОСТ 12.2.049-80.

АРМы операторов котельной, сервер размещаются в центре операторной.

Шкафы контроллерные, шкафы питания для четырёх котлов; вспомогательного оборудования и серверный шкаф располагаются в операторной над существующем кабельным каналом на месте демонтируемых щитов КИПиА. Шкаф ШМН располагается в помещении мазутонасосной.

В местном шкафу ШМН установлена станция сбора данных "Siemens" для передачи данных по интерфейсу на ЦПУ контроллера шкафа ШВО в операторной главного корпуса.

Шкаф ШДЭ располагается в помещении деаэрационной этажерки.

В местном шкафу ШДЭ установлена станция сбора данных "Siemens" для передачи данных по интерфейсу на ЦПУ контроллера шкафа ШВО в операторной главного корпуса.

Щиты горелок водогрейных котлов №1...№4 со станциями сбора данных располагаются непосредственно у горелок каждого котла.

Помимо щитов с контроллерным оборудованием, проектом предусмотрены местные шкафы с контрольными приборами, передающие дискретные и аналоговые сигналы на шкаф ШВО (шкаф внешнего освещения).

Электропитание системы автоматизации АСУ ТП.

Для питания оборудования автоматизации предусмотрен шкаф распределения питания ШРП (установлен в операторной).

К шкафу ШРП подаётся ввод электропитания напряжением - 380 В от пункта распорядительного ЗПР с аварийным вводом резерва (АВР), спроектированных в электротехнической части проекта марки ЭМ.

Со шкафа ШРП обеспечивается питанием следующее оборудование автоматизации:

- контроллерные шкафы котлов и вспомогательного оборудования 1-ШК, 2-ШК, 3-ШК, 4-LUK и ШВО;
- шкаф питания вспомогательного оборудования ШПВО (в операторной);
- местные шкафы в котельном зале и в зале водоподготовки;
- АРМы операторов, серверный шкаф.

Шкаф мазутонасосной ШМН запитан из помещения мазутонасосной со щита марки ЭМ.

Для защиты контроллерных и компьютерных программ в системе АСУ ТП при кратковременном отсутствии электроэнергии, проектом предусмотрены малогабаритные блоки бесперебойного питания в каждом контроллерном шкафу и для персональных компьютеров и сервера.

Кабели питания -220 В, -380 В проложены в отдельных коробах от слаботочных кабелей =24 В.

Кабели в кабельных коробах защищены съёмными крышками.

2.11 Применение электростатического фильтра

Выбираем оборудование серии ЭГАВ-400 производства АО «Кондор-Эко». «Достигнутая эффективность очистки дымовых газов в теплоэнергетике электрофильтрами, выполненными по технологии ЭГАВ, обеспечивает в тех же габаритах снижение выбросов от 7 до 16 раз по отношению к применяемым ранее технологиям. Эффективность очистки составляет от 99,52 до 99,87 %, что находится в границах рекомендаций по

применению НДТ (99,5% и выше). Предлагаемый тип электрофильтра обеспечивает значение выходной запылённости до 12,6 мг/нм³, что показывает возможность конструктивными решениями снижать влияние полуактивных зон» [8].

Положительно данный фильтр характеризует история его применения. В июне месяце 2021 года на Магнитогорском металлургическом комбинате введен в эксплуатацию трехпольный электрофильтр ЭГАВ, по результатам проведенных испытаний было получено, что содержание твердых частиц в очищаемом газе составляет менее 50 мг/нм³ при пересчете на степень очистки более 99,8%. Электрофильтр вышел на проектные показатели что подтверждает правильность технических решений, заложенных при его разработке.

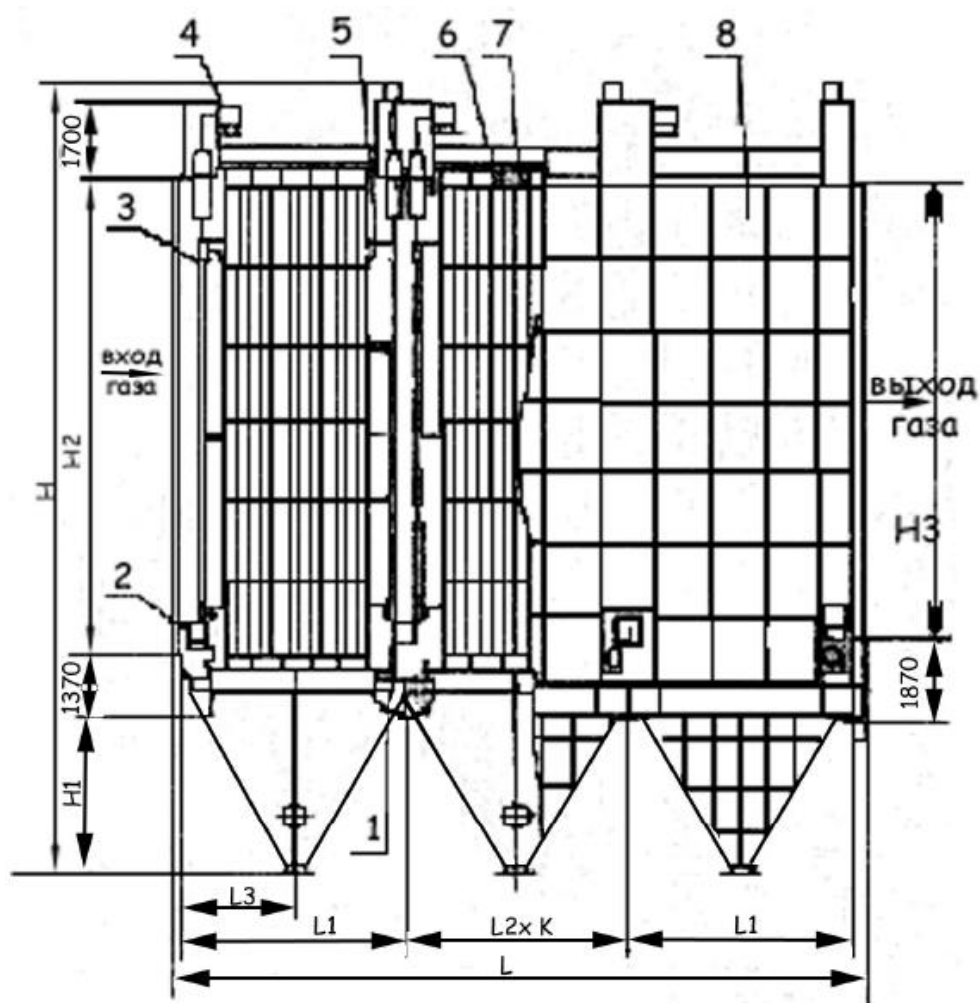
«Установка модели ЭГАВ-66-13-7-4, характеристики и внешний вид которой приведены в таблице 4 и на рисунке 17, питается напряжением 10 кВ. Активная мощность установленного в ней электрооборудования – 82 кВт.

Электрофильтры типа ЭГВМ предназначены для очистки от пыли невзрывоопасных технологических газов и аспирационного воздуха температурой до 330°C, разряжением до 5 кПа.

Применяются на предприятиях энергетической промышленности, черной и цветной металлургии, промышленности строительных материалов и других отраслей народного хозяйства.

Таблица 4 - Электростатический фильтр модели ЭГАВ-66-13-7-4

Производительность по очищаемому газу (при условной скорости 1 м/с), м ³ /ч, не более	Активный объем, м ³	Площадь активного сечения, м ² , не менее	Площадь поверхности осаждения, м ² , не менее	Массовая концентрация пыли в очищаемом газе на входе, г/м ³ , не более	Гидравлическое сопротивление, кПа, кгс/м ²
1309680	9778,3	363,8	45900	90	0,2 (20)



1 – механизм встряхивания осадительных электродов; 2 – люк обслуживания; 3 – газораспределительная решетка; 4 – защитная коробка для подвода тока; 5 – механизм встряхивания коронирующих электродов; 6 – коронирующий электрод; 7 – осадительный электрод; 8 – корпус; 9 – токоподводы

Рисунок 17 – Электростатический фильтр модели ЭГАВ-66-13-7-4

Электрофильтры – одно- или двухсекционные аппараты прямоугольной формы с наружной теплоизоляцией; состоят из 2-8 электрических полей, установленных последовательно по ходу газа» [20].

«Активная зона электрофильтра состоит из пластинчатых осадительных электродов и коронирующих электродов.

Осадительные электроды каждого поля, размещенные параллельно оси входа газа, делят поперечное сечение электрофильтра на отдельные газовые проходы, по центру которых расположены коронирующие электроды.

Модернизированные электрофильтры типа ЭГВМ могут изготавливаться с высотой электродов до 18 м, иметь площадь активного сечения до 545 м² и производительность до 1965000 м³/ч при условной скорости газа 1 м/с.

Коронирующие электроды установлены на рамах подвеса, которые опираются на изоляторы, расположенные в ригелях корпуса. Шаг по осям одноименных электродов для базового типоразмера 460 мм. Такой шаг между электродами позволяет установить максимальное количество электродов в корпусах электрофильтров типа УГ, ЭГА обеспечить наибольшее активное сечение и снизить массу внутреннего оборудования по сравнению с электрофильтрами типа УГ и ЭГА» [20].

По заявке заказчика, может быть изготовлен электрофильтр с другими межэлектродными промежутками.

Удаление уловленной пыли с электродов и газораспределительных решеток – механическое с периодическим встряхиванием их ударами молотков.

Массовая концентрация пыли на выходе из электрофильтра может составлять не более 50 мг/нм³ при правильном выборе типоразмера аппарата.

Климатическое исполнение электрофильтров – У, категория размещения 1-3 и УХЛ, категория размещения 3.2 и 4.1 по ГОСТ 15150 – 69; предназначены для установки в производствах Г и Д по СНиП 2.09.02 – 85; относятся к группе не взрывозащищенных по ПУЭ-86.

Сейсмичность района установки не более 7 баллов.

Электрофильтры комплектуются современными коронирующими электродами в зависимости от свойств улавливаемой пыли, надежными мотор-редукторами с частотным регулированием оборотов вала механизма

встряхивания электродов, агрегатами питания с усовершенствованными регуляторами, автоматической системой контроля и управления электрофильтром.

2.12 Автоматизированная система откачки грунтовых, сточных или любых других жидкостей, заполняющих дренажный приямок

Автоматизированная система должна выполнять следующие функции:

- работа как в ручном, так и автоматическом режиме;
- работа в автоматическом режиме по сигналам от различных датчиков уровня жидкости (поплавки, электроды, уровнемеры и т.д.);
- количество дренажных насосов – 2;
- наличие защиты насоса от режима «сухого» хода;
- наличие защиты от перегрузки и переполнения дренажного приямка;
- повышенная надежность в работе при возникновении неисправности датчика уровня;
- система управления должна монтироваться в отдельный шкаф управления.

Реализуем данные функции.

Выбор режима управления осуществляется пользователем с помощью переключателя на дверце шкафа. В режиме «Ручной» пуск/останов насосов должен осуществляться с лицевой панели шкафа кнопками «Пуск»/«Стоп» соответствующего насоса. В режиме «Автоматический» – управление насосами должно осуществляться от сигналов внешних датчиков. На панели шкафа должно отображаться состояние насосов и каждого датчика.

В качестве датчиков применим датчики поплавкового типа, отличающиеся высокой надежностью при низкой стоимости. Выбираем отечественную продукцию: поплавковый выключатель ПДУ-Н201-80

производства ООО «Современные приборы», г. Ижевск. Его внешний вид показан на рисунке 18, а характеристики в таблице 5.

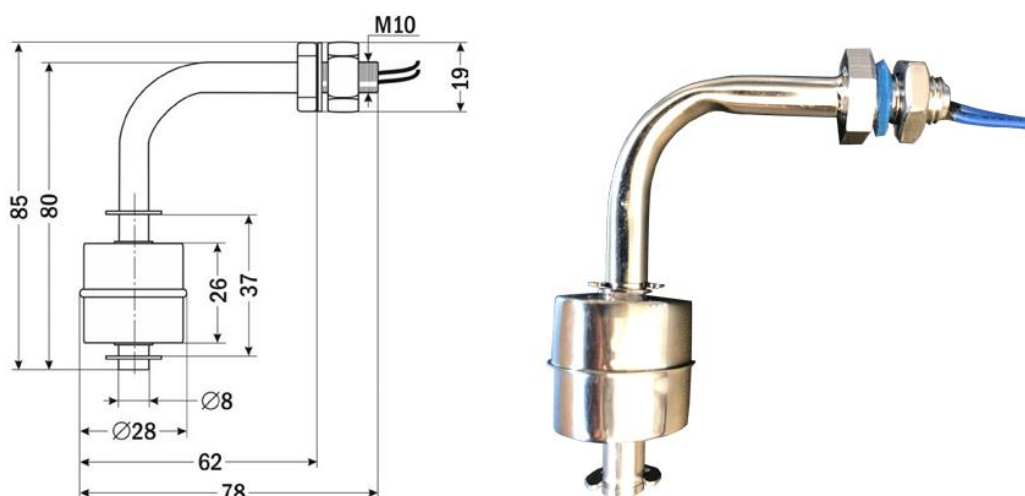


Рисунок 18 - Поплавковый выключатель ПДУ-Н201-80

Таблица 5 – Параметры поплавкового выключателя ПДУ-Н201-80

Параметр	Единицы измерения	Величина
Рабочее положение	-	вертикальное
Крепление	-	горизонтальное
Количество уровней	-	1
Длина погружной части	мм	80
Диаметр поплавка	мм	28
Максимальное коммутируемое напряжение	В	220
Максимально коммутируемый ток	А	0,5
Диапазон рабочих температур	°С	-30...110
Допустимое давление	МПа	1
Материал корпуса	-	нержавеющая сталь
Цена	руб	1100

Технические данные электродвигателя дренажного насоса: N=5 кВт, U=380В, n=3000 об/мин. В качестве насоса выбираем модель ЭПЗ 20-18 И1 производства АО «Насосэнергомаш», имеющего следующие технические параметры:

- подача 20 м³/ч;
- напор 8...22 м;
- частота вращения 3000 об/мин.

Разработаем алгоритм работы системы управления в автоматическом режиме. Логика работы каждого насоса при срабатывании каждого поплавка поясняется рисунком 19 и таблицей 6.

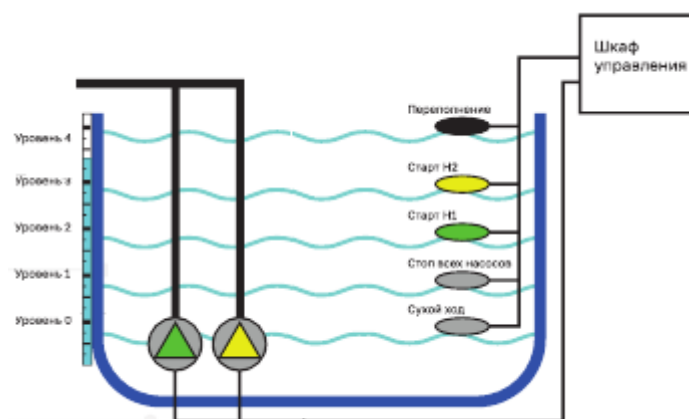


Рисунок 19 – Пояснение логики работы системы с 2 рабочими насосами и 5 исправными поплавками

Таблица 6 – Логика работы шкафа управления в автоматическом режиме

Текущий уровень	Сработавший поплавок	Количество рабочих насосов в установке	
		1 насос	2 насос
Уровень 0	Реле сухого хода	Авария: Сухой ход	Авария: Сухой ход
Уровень 1	Поплавок 1	Стоп насосов	Стоп насосов
Уровень 2	Поплавок 2	Старт Н1	Старт Н1
Уровень 3	Поплавок 3	Авария: переполнение	Старт Н2
Уровень 4	Поплавок 4		Авария: переполнение

Управление насосами производится не по факту срабатывания какого-либо конкретного поплавка, а по общему количеству сработавших поплавков. Благодаря этому, аварии отдельных поплавков не влияют на

работоспособность всей установки. Логика работы шкафы при аварии одного поплавка (обрыв или поплавков по какой-то причине не всплыл) сведена в таблицу 7.

Таблица 7 – Логика работы шкафа управления в автоматическом режиме при аварии одного поплавка

Сработавший поплавок	Количество рабочих насосов в установке	
	1 насос	2 насос
Поплавок 2	Стоп насосов	Стоп насосов
Поплавок 3	Старт Н1	Старт Н1
Поплавок 4		Старт Н2

При срабатывании не менее 3 любых поплавков, происходит пуск одного насоса. Далее, соответственно, при срабатывании 4 поплавков включается второй насос. «При срабатывании последнего (по номеру) поплавка загорается индикация «Переполнение» на двери шкафа и происходит перекидывание соответствующих контактов диспетчеризации. Количество сработавших поплавков при этом не имеет значения. Останов всех работающих насосов происходит при снижении количества сработавших поплавков до двух или менее. В логическом модуле предусмотрен выбор логики работы реле «сухого» хода: приоритет количества поплавков («сухой» ход возникнет при срабатывании одного или менее поплавков) и приоритет «сухого» хода («сухой» ход возникнет при размыкании реле, независимо от количества всплывших поплавков). При «сухом» ходе происходит останов насосов и запрет пуска» [9].

Выбираем для реализации данного алгоритма автоматического режима работы: шкаф управления Омега АШУ40-025-54 К-11 У производства группы компаний МФМК, изображенный на рисунке 20.



Рисунок 20 - Шкаф управления Омега АШУ40-025-54 К-11 У

Рассмотрим достоинства выбранного блока управления. Предусмотрен выбор количества рабочих и резервных насосов, возможные варианты для шкафа управления двумя насосами: 1 рабочий; 1 рабочий и 1 резервный; 2 рабочих. Резервные насосы не участвуют в работе станции в нормальном режиме, но при возникновении аварии работающего насоса, происходит пуск резервного.

К шкафу предусмотрено подключение дистанционного сигнала «Разрешение работы». С помощью сигнала можно дистанционно

блокировать работу шкафа. Выравнивание моторесурса осуществляется с помощью подсчета времени работы каждого насоса и изменения последовательности их пуска таким образом, что насос с наименьшей наработкой будет запущен первым, а двигатель с наибольшей наработкой – последним (в логическом модуле предусмотрен выбор логики смены по часам или по пускам). Нарботка каждого насоса может быть сброшена в логическом модуле.

«Для ограничения доступа к настройкам логического модуля предусмотрен настраиваемый пароль оператора. Сигналы аварии насосов: короткое замыкание, перегрузка по току, срабатывание термоконтакта электродвигателя. При возникновении любой из перечисленных причин насос остановится, загорится индикация «Авария», перекинется контакт диспетчеризации, и в работу включится исправный насос. Также в шкафу управления предусмотрен контроль пропадания одной из фаз и контроль перекоса более 40% или неправильной последовательности подключения фаз.

В целях защиты насосов от заклинивания предусмотрена функция пробного пуска в течение 5 секунд каждые 24 часа (оба временных параметра имеют возможность пользовательского изменения)» [2].

Кроме этого, данный шкаф управления позволяет значительные возможности по модернизации:

- подключение устройств плавного пуска электронасосов;
- оборудование АВР;
- блок подключения датчика РТС;
- блок диспетчеризации через GSM модем;
- блок сигналов интерфейса RS232/485;
- блок сигналов Ethernet протокол Modbus TCP.

Электрическая принципиальная схема подключения 2 насосов к шкафу управления Омега АШУ40-025-54 К-11 У показана на рисунке 21.

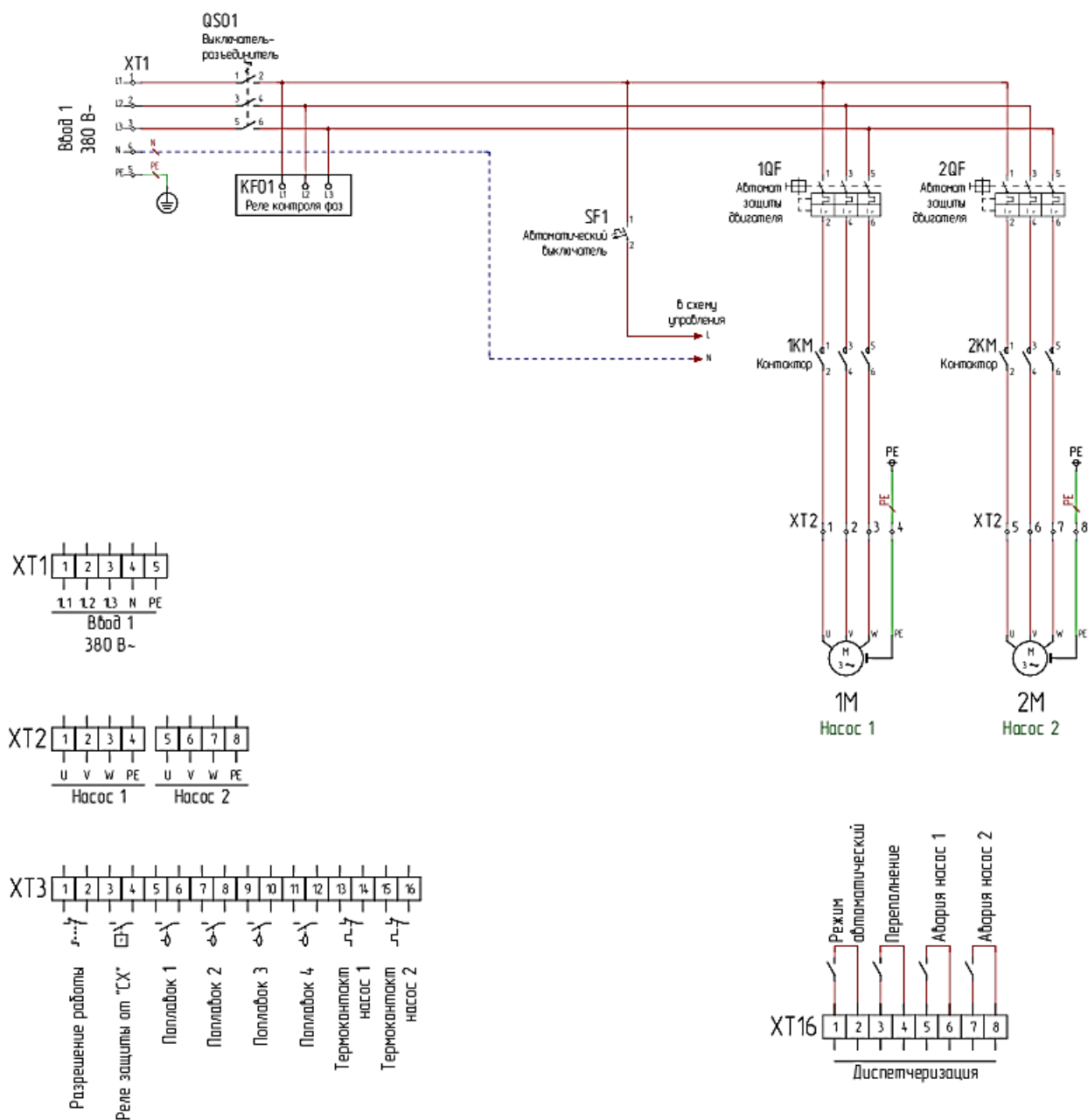


Рисунок 21 - Электрическая принципиальная схема подключения 2 насосов к шкафу управления Омега АПУ40-025-54 К-11 У

Выводы по разделу.

Проведена модернизация существующей системы электроснабжения. Выполнен расчет электрических нагрузок котельной после ее модернизации: $P_p = 4989,23$ кВт, $Q_p = 2705,25$ квар, $S_p = 5675,45$ кВА. Выбраны компенсирующие устройства реактивной мощности типа УК-6-400. Общий

размер компенсации реактивной мощности 1600 квар. Рассчитана полную мощность, приходящуюся на одну подстанцию $3475,18/3=1158,39$ кВА. Применили комплектные трансформаторные подстанции типа КТП-2х1250/10/0,4 кВ, каждая с двумя сухими трансформаторами мощностью по 1250 кВА и КТП-3 с двумя сухими трансформаторами мощностью по 1250 кВА каждый. Для управления насосами выбрали линейку частотных преобразователей серии INNOVERT PUMP IND, рассчитанные на диапазон мощностей от 15 кВт до 315 кВт. Запланировано светодиодное освещение, за исключением мест с повышенной температурой. Выбраны: элементы электробезопасности, молниезащиты, кабельные сети 0,4 и 10 кВ, электросети освещения, в том числе наружного и охранного. Предложена структура автоматизированной системы управления технологическими процессами: выбраны объекты автоматизации, определены выполняемые функции системы, выбрана техническая база полевого уровня системы и т.д.

Для улучшения экологических показателей котельной выбран электростатический фильтр серии ЭГАВ-400 производства АО «Кондор-Эко». Его применение позволит повысить эффективность очистки дымовых газов до 99,52 до 99,87 %, что находится в границах рекомендаций по применению НДТ (99,5% и выше). Разработана автоматизированная система откачки грунтовых, сточных вод из дренажного приемка. Использовали два насоса модели ЭПЗ 20-18 И1 мощностью по 5 кВт, в качестве датчиков уровня жидкости применили датчики поплавкового типа ПДУ-Н201-80, шкаф управления Омега АШУ40-025-54 К-11 У.

3 Исследование вариантов мероприятий по повышению энергоэффективности котельной

3.1 Возможности использования установок утилизации теплоты

При выборе средств повышения энергоэффективности котельных необходимо учитывать множество вопросов, среди которых:

- рационально низкие капиталовложения;
- затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание;
- обеспечение надлежащих условий;
- высокая эффективность установок;
- надежная работа;
- современное программное обеспечение и автоматическое управление процессом отопления;
- энергосберегающие решения с рекуперацией тепла;
- экологические решения, не оказывающие негативного воздействия на окружающую среду.

Как уже упоминалось в первом разделе работы, одним из энергосберегающих и энергоэффективных мероприятий для котельных является использование установок утилизации тепловой энергии. Данные установки предназначены для увеличения КПД котельного агрегата.

Отходящее тепло образуется в различных процессах. Разработка оптимальной системы рекуперации тепло зависит от многих факторов, описанных в [32], и может быть более экономичным решением, чем использование технологий возобновляемой энергии [39].

Подходящий метод утилизации зависит от диапазона температур. Отходящее тепло классифицируется как высокое, среднее и низкое. Отработанное тепло собирается, интегрируется или конфигурируется в

зависимости от режима процесса, а затем поступает в подходящее рекуперационное оборудование.

Классификация по используемому оборудованию основана на наиболее типичных применяемых устройствах: рекуператоры, топочные регенераторы, рекуперативные и регенеративные горелки, пассивные подогреватели воздуха, пластинчатые теплообменники, кожухотрубные теплообменники, оребренные трубчатые теплообменники или экономайзеры, тепловые трубы, вокруг змеевиковых теплообменников, роторных регенераторов или тепловых колес, предварительного нагрева нагрузки, котлов-утилизаторов и тепловых насосов [36, 31, 27].

В целом, технологии утилизации тепла широко изучаются и применяются [29, 38, 30]. Новые и эффективные технологии в основном ориентированы на низкотемпературную область.

Типичные методы повышения энергоэффективности котельных с использованием установок утилизации теплоты включают различные типы теплообменников (HEX). Термин «экономайзер» также используется для определения теплообменника, применяемого для извлечения дополнительной энергии.

Третья классификация, представленная в [32], относится к основным применимым целям рекуперации: хранение энергии, отопление, производство электроэнергии и охлаждение.

Методы повышения энергоэффективности включают передачу тепла между выхлопными газами и воздухом для горения для его предварительного нагрева, передачу тепла в нагрузку, поступающую в топку, выработку пара и электроэнергии или использование отработанного тепла тепловым насосом для обогрева или охлаждения.

Системы также могут распределять отработанное тепло. Применение теплообменника в вытяжном тракте вне источников тепла, предназначенных

для предварительного подогрева горячей воды, является приемлемым решением и дает хорошие результаты [28], [24].

Применение системы утилизации теплоты, как показано в работе [10], на выхлопном тракте котла привело к увеличению КПД примерно на 10% и ожидаемому увеличению среднегодовой эффективности работы котельной примерно на 100%.

В [29] авторы разработали экспериментальный анализ нагрева воды от сбросного тепла дымохода. Резервуар заполняется водой, и выхлопные газы проходят через трубы, вставленные в резервуар.

Температура воды увеличилась с 10°C до 78°C за один час при переменной температуре выхлопных газов: от 350°C в начале до 175°C в конце эксперимента. Отмечено, что 70% получаемого тепла приходится на конвекционную и радиационную части [29].

В публикациях [32], [36], [23], [29] также отмечаются преимущества систем утилизации от отработанных дымовых газов.

Другим решением является адаптация системы, представленная в работе [37]. В этом случае буферный бак заменяется емкостным водонагревателем с двумя и более змеевиками. Схема регулирования HEXW представлена на рисунке 22. Байпас на теплообменнике защищает от перегрева воды в баке. Контур включает также трехходовой клапан, защищающий теплообменник от образования конденсата.

Количество рекуперированной энергии дымовых обогревателей зависит от потребности в тепле. В холодные дни можно получить больше тепла, чем в теплые. Поскольку система отопления используется только в отопительный сезон, такое решение требует дополнительного источника тепла для производства вне отопительного сезона.

Кроме того, в случае нехватки энергии из источника отходов в более теплые дни, системе необходимо использовать вспомогательный источник

тепловой энергии, независимый от погодных условий (например, газовый котел).

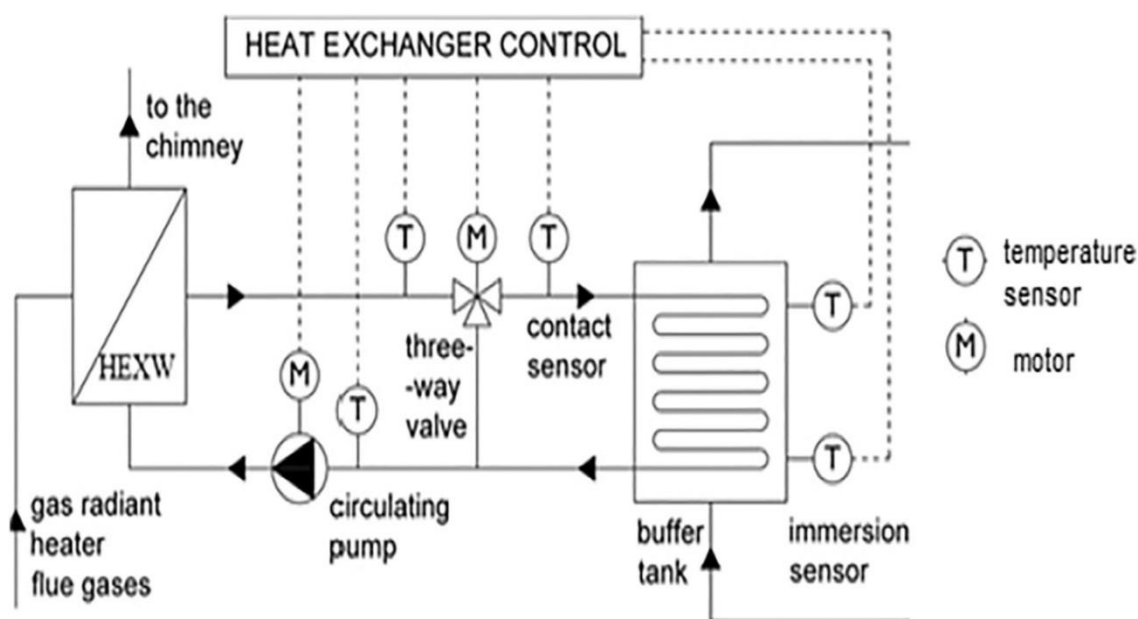


Рисунок 22 – Схема регулирования HEXW

Таким образом, система WHR с HEXW может быть источником в гибридных системах. В результате гибридные системы обеспечивают более высокую энергоэффективность и большую экономию топлива при минимальном воздействии на окружающую среду.

Гибридная система утилизации теплоты, предложенная в работе [43], состоит из трех источников, показанных на рисунке 23:

- теплообменника дымовых газов;
- солнечных коллекторов (основной источник летом);
- газового котла (используется в случае дефицита энергии).

Упрощенная схема режима подключения в гибридной системе представлена на рисунке 24 [43]. Система WHR представляет собой один из водонагревателей источника тепла и подающей мощности, оснащенный несколькими змеевиками.

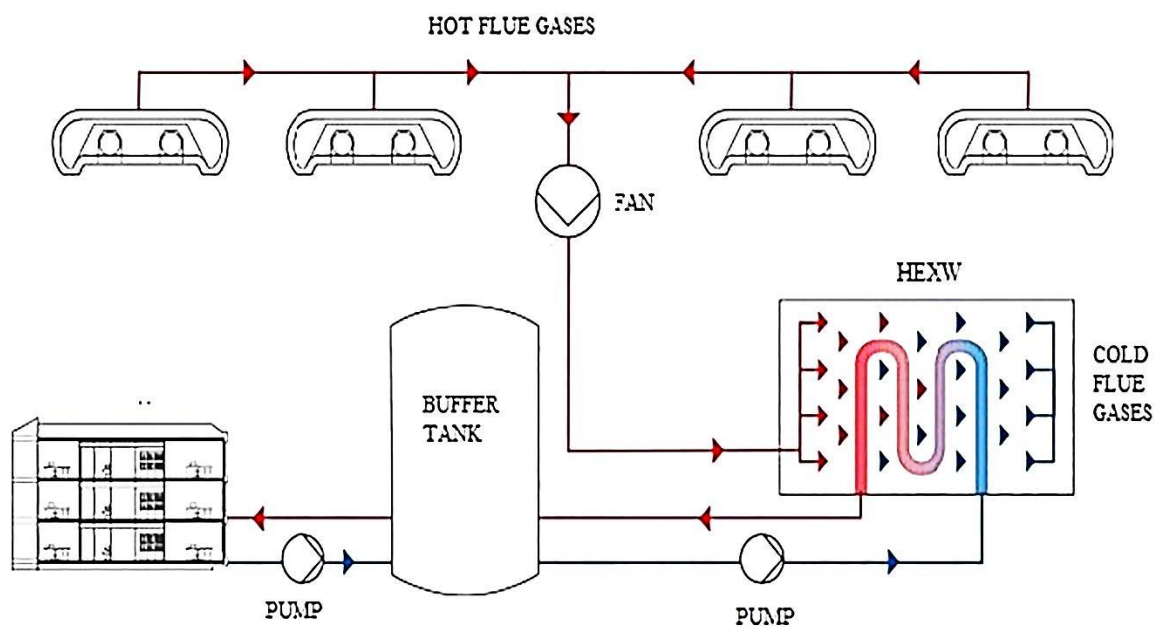


Рисунок 23 – Гибридная установка утилизации теплоты

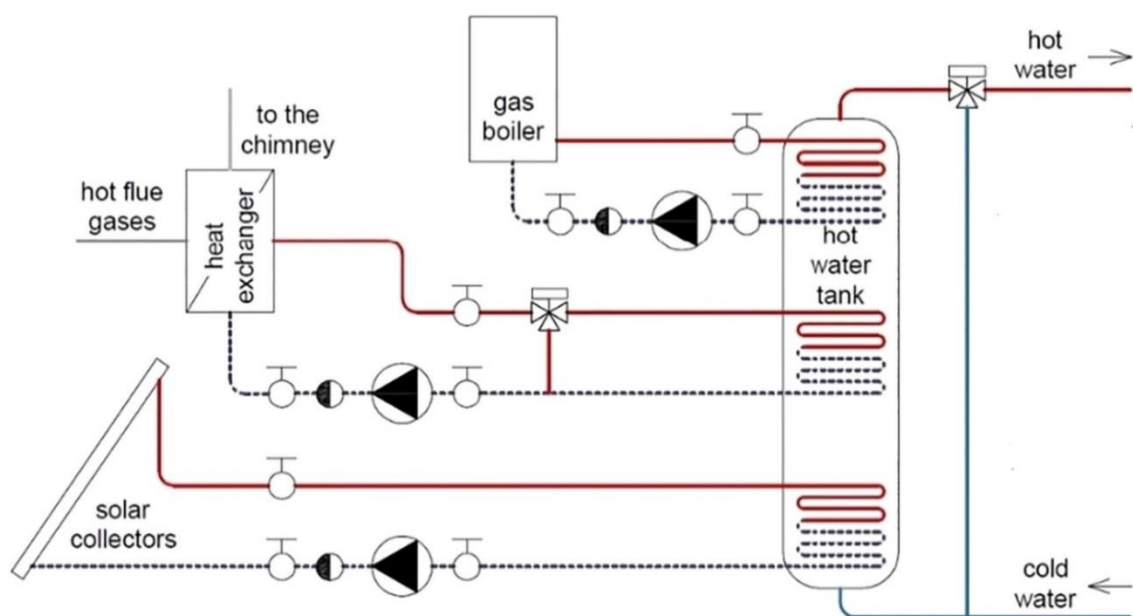


Рисунок 24 – Упрощенная схема подключения системы

Почасовой метод, разработанный авторами [43], позволяет рассчитать количество энергии, полученной из конкретных источников, оптимизировать

размеры компонентов системы, дать рекомендации по проектированию и определить стратегию управления.

В описываемой системе теплообменник дымовых газов покрывал около 18% потребности в энергии. Возобновляемая энергия, полученная от солнечных коллекторов, может стать хорошим дополнительным источником, который может создать гибридные решения с системой WHR и газовым котлом для подготовки горячей воды.

Очень важно знать, что для оптимизации энергозатрат при внедрении возобновляемых источников энергии и источников сбросного тепла необходимо получение знаний о количестве воды и профиле водопотребления.

Необходимо провести энергетический анализ, чтобы проверить возможность полного использования рекуперированного тепла. Исследования, проведенные для вышеупомянутой системы, показывают [43], что в зимний период отработанное тепло не только покрывает общую потребность в тепле для выработки энергии, но и должно частично рассеиваться, потому что тепла слишком много.

С энергетической точки зрения это очень невыгодно, так как теряется тепло. Важно обеспечить рекуперацию всего отработанного тепла при использовании рекуперации тепла. Рекуперация отработанной тепловой энергии может быть потенциально более экономически целесообразной, чем установка технологий возобновляемой энергии и других механизмов для снижения общего энергопотребления в котельных.

Чтобы проверить потенциал системы WHR, необходимо провести соответствующий анализ. Экономическая оценка может основываться на различных экономических показателях, таких как:

- чистая приведенная стоимость инвестиций NPV;
- соотношение доходов к затратам BCR;
- простое время окупаемости SPBT;

- дисконтированное время окупаемости DPBT;
- рентабельность инвестиций IRR.

Инструмент поддержки принятия решений, который вычисляет совместимость источников отработанного тепла, а именно баланс энергии и временную доступность, наряду с экономическими и экологическими преимуществами доступных технологий теплообменников, чтобы предложить оптимизированную и оптимизированную стратегию рекуперации тепла, был представлен в [43].

Для теплоэкономических и экологических соображений требуется новый метод, сочетающий термодинамический анализ с экономическим анализом и оценкой жизненного цикла (LCA). Энергетические, экономические и экологические показатели редко одновременно использовались при оптимизации системы WHR. Для такого рода анализа не существует очевидных процедур или индикаторов.

В настоящее время в большинстве публикаций в основном сравниваются результаты анализа энергоэффективности различных систем утилизации. Они подтверждают, что традиционные системы имеют наибольшее энергопотребление и наибольший выброс загрязняющих веществ.

Выше было указано на необходимость проведения энергетического и экономического анализа применения системы для выхлопных газов. Инвестиционная стоимость системы WHR для дымовых газов может достигать 35–70% от общей стоимости модернизации котельной. Компоненты газовой и выхлопной установки также влияют на инвестиционные затраты.

Метод WHR достаточно прост в реализации и проводится с помощью любого виброметра, способного измерять виброскорость, виброускорение и виброперемещение, в диапазоне 100 мкм.

3.2 Перспективы использования водяных экономайзеров

Экономайзер котла или установка утилизации тепла дымовых газов представляет собой теплообменник, установленный на дымовой трубе котла. Он предназначен для рекуперации тепла, которое в противном случае считалось бы потерями. Экономайзеры могут быть установлены при установке нового котла или при модернизации существующей системы.

Как правило, размер экономайзера рассчитан на конкретное применение котла. Кроме того, размер этого блока может значительно повлиять на производительность системы. Таким образом, не все экономайзеры одинаковы. При выборе водяного экономайзера следует получить прогнозную производительность нового экономайзера на основе реальных температур дымовых газов котла.

Затем следует сравнить экономайзеры на основе гарантированной производительности или гарантированной температуры дымовой трубы. Более низкая температура дымовой трубы означает, что было рекуперировано больше тепла. Более низкая температура стека и более высокая нагрузка лучше. Следует иметь в виду, что каждые 40 градусов по Фаренгейту (4,44 °C) можно снижать температуру дымовой трубы, экономя примерно 1% топлива.

Экономайзеры восстанавливают тепловую энергию, которая обычно теряется при выхлопе дымовой трубы. Чтобы эффективно использовать это потерянное тепло в экономайзере, должна быть жидкость, которая может эффективно использовать это количество тепла. Жидкость, использующая тепло, также должна иметь более низкую температуру, чем дымовой газ. Для большинства паровых котлов такой жидкостью является питательная вода котла [25].

Температура дымовой трубы парового котла высокого давления часто колеблется от 400 до 650 градусов по Фаренгейту. Этот

высокотемпературный выхлоп тратит энергию впустую. Именно здесь вступают в действие экономайзеры котлов, чтобы уменьшить потери тепла.

Существуют различные виды водяных экономайзеров. Ниже рассмотрим их.

Сухой экономайзер. Питательная вода, выходящая из деаэратора, может быть холоднее, чем температура кипения в котле, поэтому питательная вода может поглощать тепло. Кроме того, горячий дымовой газ может легко нагревать питательную воду, выходящую из деаэратора, из-за большой разницы температур. Это приложение иногда называют сухим экономайзером, потому что продукты сгорания не конденсируются. Как правило, эти агрегаты имеют более низкую температуру выхлопных газов, в зависимости от применения и используемого топлива.

Конденсационный экономайзер. Питательный бак котла нагревается до 190 F. Деаэратор обычно составляет 225-230 F. Вода для промывки обычно составляет 140 F. Бытовая горячая вода обычно 120 F. Все эти температуры требуют добавления значительного количества тепла, поэтому эта вода может использовать тепло.

Экономайзер котла может очень эффективно нагревать воду. Кроме того, температура этой воды значительно ниже температуры дымовых газов даже после сухого экономайзера. Однако следует иметь в виду, что дымовой газ из котла, работающего на природном газе, работающего с 15% избытком воздуха (обычно), начнет конденсировать влагу при температуре ниже 130-140 градусов по Фаренгейту. Поскольку этот дымовой газ содержит CO₂, конденсат является кислотным и разрушает углеродистую сталь. Чтобы решить эту проблему, конденсационные экономайзеры изготавливаются из нержавеющей стали и предназначены для обработки конденсата, образующегося из дымовых газов. Это сильно отличает конденсационный экономайзер от сухого экономайзера. Внешний вид экономайзера

представлен на рисунке 25. Пример конструкции экономайзера приведен на рисунке 26.



Рисунок 25 – Внешний вид экономайзера

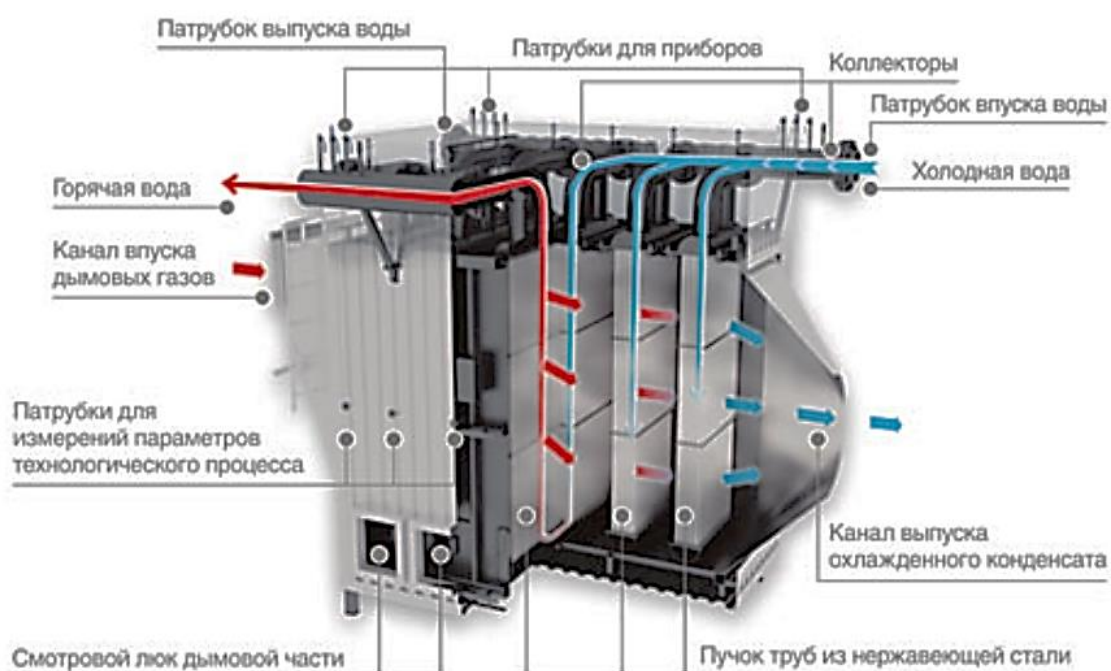


Рисунок 26 – Пример конструкции экономайзера

Из рисунка 27 следует, что чем ниже температура обратной воды, тем больше эффект повышения КПД и количество получаемого тепла.

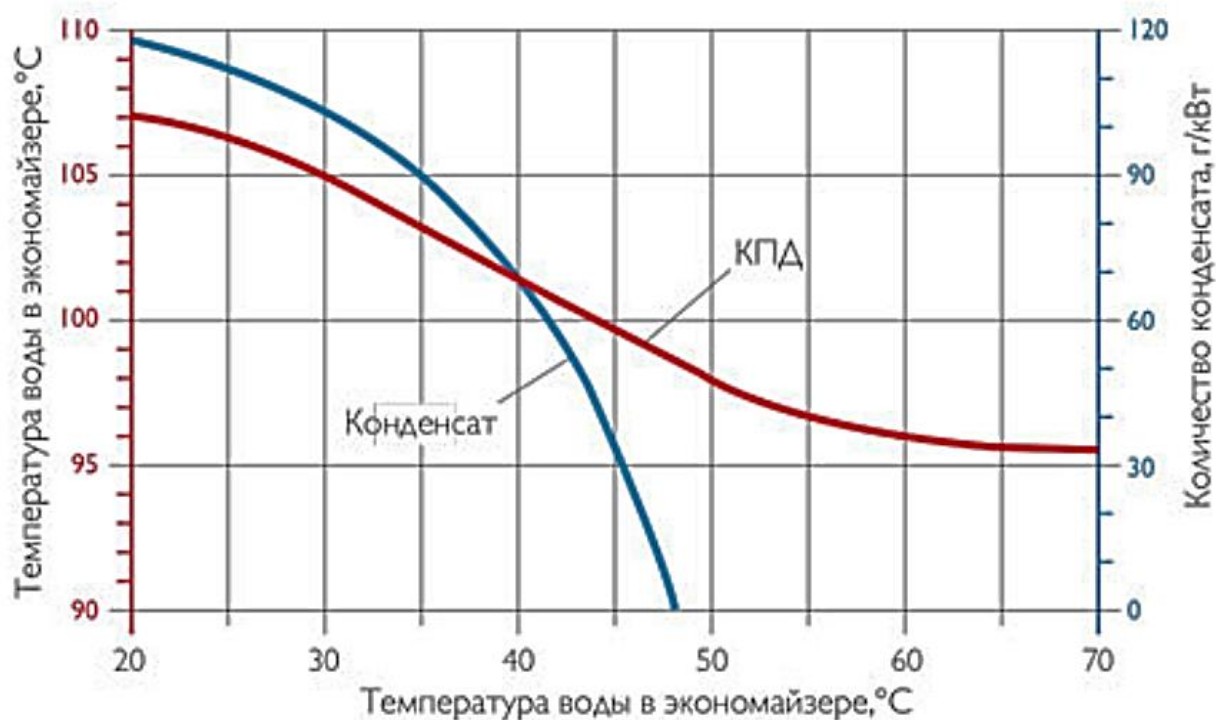


Рисунок 27 – Зависимость КПД котла и количества конденсата от температуры воды в экономайзере

Экономайзеры должны быть рассчитаны по объему дымовых газов, его температуре, максимально допустимому перепаду давления в дымоходе, типу потребляемого энергоносителя, и количеству теплоты, которое необходимо извлечь.

3.3 Технические методы повышения энергоэффективности

Под техническими методами повышения энергоэффективности подразумеваем следующие:

- снижение температуры отходящих дымовых газов на 10°C;
- забор воздуха из верхней зоны котельной на каждые 1000 м³ топлива;
- применение вакуумного деаэратора;
- внедрение возобновляемых источников энергии.

Удаление растворенных газов из питательной воды котлов/отопительных установок является важным процессом. Присутствие растворенного кислорода в питательной воде вызывает быструю локальную коррозию труб котла [26].

Углекислый газ растворяется в воде, что приводит к низким уровням pH и образованию агрессивной углекислоты. Низкий уровень pH в питательной воде вызывает сильную кислотную атаку всей котельной системы. Хотя растворенные газы и низкий уровень pH в питательной воде можно контролировать или удалять путем добавления химикатов, более экономично и термически эффективно удалять эти газы механическим способом. Этот механический процесс известен как деаэрация и значительно увеличивает срок службы паровой системы.

Конструкция и принцип работы вакуумного деаэратора представлены на рисунке 28.

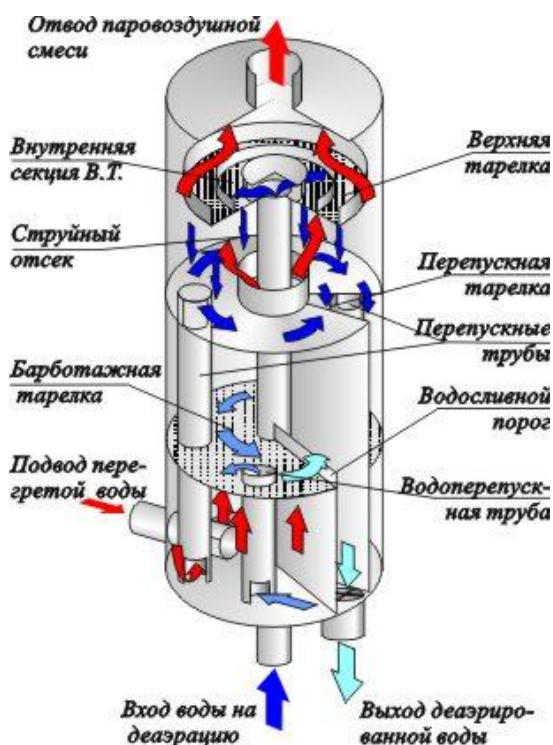


Рисунок 28 – Конструкция и принцип работы вакуумного деаэратора

Деаэрация основана на двух научных принципах. Первый принцип можно описать законом Генри. Закон Генри утверждает, что растворимость газа в растворе уменьшается по мере уменьшения парциального давления газа над раствором.

Второй научный принцип, регулирующий деаэрацию, — это зависимость между растворимостью газа и температурой. Легко объяснить, что растворимость газа в растворе уменьшается по мере того, как температура раствора повышается и приближается к температуре насыщения.

Деаэратор использует оба этих естественных процесса для удаления растворенного кислорода, углекислого газа и других неконденсирующихся газов из питательной воды котла. Питательная вода распыляется тонкими слоями в атмосферу пара, что позволяет быстро нагреть ее до насыщения.

Распыление питательной воды тонкими слоями увеличивает площадь поверхности жидкости, соприкасающейся с паром, что, в свою очередь, обеспечивает более быстрое удаление кислорода и более низкие концентрации газа. Этот процесс снижает растворимость всех растворенных газов и удаляет их из питательной воды. Выделившиеся газы удаляются из деаэратора.

Вакуумный деаэратор применяется для очистки оборотной воды в тепловых установках. Циркуляционная вода не должна содержать кислород, так как это увеличивает риск коррозии системы. Кислород растворяется в подпиточной воде и, таким образом, поступает в резервуар вместе с подпиточной водой, которая обычно содержит 6-8 мг/л кислорода. Содержание кислорода можно снизить до 0,2 мг/л с помощью вакуумного деаэратора.

Вакуумный деаэратор особенно полезен:

- в установках с большим количеством ответвлений и малым расходом;

- для небольших температурных перепадов между подачей и обратной.

Вакуумный дегазатор не ограничен температурой жидкости;

- если проточный деаэратор не может быть установлен на установке по практическим соображениям. Вакуумный дегазатор можно подключить практически к любой части установки.

Кислородсодержащая подпиточная вода, предварительно подогретая до 40-90°C, подается в верхнюю часть деаэратора. В целях оптимизации удаления кислорода деаэратор оснащен наполнителями для разделения воды на мелкие частицы. Вакуумный насос создает необходимый вакуум, чтобы подпиточная вода закипела. Когда вода закипает, кислород высвобождается и удаляется с помощью вакуумного насоса.

Деаэрированная вода разделяется на два потока, которые частично перекачиваются в сеть централизованного теплоснабжения, а частично повторно используются в деаэрационном баке.

Вакуумный деаэратор состоит из трех основных компонентов: вакуумного деаэратора, вакуумного насосного агрегата и насосного агрегата.

Резервуар деаэрации изготавливается из оцинкованной или нержавеющей стали. Внутри бак оборудован промежуточным днищем, под которым монтируется емкость для деаэрированной воды. Наполнители устанавливаются поверх промежуточного днища. Система снабжена необходимыми приборами для контроля уровня и поставляется для монтажа на ножках/на стене.

Блок вакуумного насоса состоит из вакуумного насоса (жидкостно-кольцевого насоса), а также системы клапанов для настройки количества охлаждающей воды и силы вакуума. Вакуумный насос поставляется на кронштейне для настенного монтажа.

Насосный агрегат состоит из центробежного насоса и системы трубопроводов с клапанами для настройки количества подпиточной воды и

количества циркулирующей воды. Система трубопроводов может быть из оцинкованной или нержавеющей стали, а насос – из нержавеющей стали.

3.4 Применение возобновляемых источников энергии

Также возможно использовать возобновляемые источники энергии. Рост использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергоснабжении в значительной степени является процессом, направленным на повышение энергетической безопасности, защиту климата и поощрение экономического развития [27].

Помимо этого, вновь разрабатываемые документы, которые касаются регулирования использования возобновляемых источников энергии, добавляют новые приоритеты, а именно энергетическую и территориальную сплоченность, дополняя основы экономической и социальной сплоченности предыдущих договоров и документов.

Стоит отметить, что научных работ в области использования возобновляемых источников энергии для энергоснабжения котельных относительно мало. Однако во всех подобных работах, например, работах [8, 29] отмечается, что использование ВИЭ должно сопровождаться государственной поддержкой, и необходимо поддерживать меры регионального развития в этой области, поощрять академические исследования и передачу результатов научных исследований предприятиям, а также способствовать использованию структурного финансирования.

Инициатива Организации Объединенных Наций (ООН) «Устойчивая энергетика для всех» (SE4All) от 2012 года сосредоточена на энергетической политике и мобилизует усилия для обеспечения всеобщего доступа к современным энергетическим услугам к 2030 году. Таким образом, территориальное уравнивание производства и потребления в

энергетическом секторе имеет решающее значение для регионального развития.

До 2000 г. устойчивое энергетическое развитие анализировалось по семи направлениям: энергетические ресурсы и развитие, оценка эффективности, технологии очистки воздуха, информационные технологии, новые и возобновляемые ресурсы, экологический потенциал и снижение угрозы ядерной энергетики для окружающей среды. Позднее для ВИЭ был разработан общий показатель устойчивости. Использование ВИЭ, особенно для энергоснабжения котельных, развитие местной цепочки создания стоимости энергии и их положительное влияние были отмечены в тематических исследованиях и обзорах [8], [29].

Недавние инициативы по развитию кластеров ВИЭ представляют собой еще один подход к поддержке идеи о том, что децентрализованное производство на основе возобновляемых источников энергии может успешно способствовать региональному развитию и территориальной сплоченности, предоставляя источники дохода и создавая возможности для трудоустройства, что можно использовать для повышения энергоэффективности котельных.

Однако представляется, что создание этих кластеров путем сочетания знаний, высокотехнологичной деятельности и традиционных отраслей сталкивается с многочисленными проблемами, включая отсутствие общих интересов, низкий уровень сотрудничества, неудачная интернационализация.

В более поздних исследованиях высказывались доводы в пользу разработки так называемых соответствующих технологий (ветровая, солнечная энергия и энергия воды) для преобразования котельных в энергонезависимые источники, которые могут принять форму энергонезависимых котельных с ВИЭ в качестве центральной концепции.

Эмпирические результаты [29] указывают на значительные национальные различия во внедрении новых технологий на основе ВИЭ.

Поддержка государственной политики и интенсивные исследования и разработки играют решающую роль в создании новых технологических путей на основе возобновляемых источников энергии.

Авторы работы [16] считали, что субнациональный или региональный уровень будет играть все более важную роль в обеспечении управления экономическими процессами и инновациями, в том числе и в повышении энергоэффективности котельных.

Низкоуглеродное будущее сильно зависит от мелкомасштабной децентрализованной и распределенной генерации, решения местных проблем энергоснабжения предприятия и удовлетворения потребностей в энергии за счет возобновляемых источников энергии.

Энергетические проекты, разработанные и внедренные на месте, способны принести пользу предприятиям, при этом повышается надежность энергоснабжения. Несколько тематических исследований показывают, что сотрудничество между местными заинтересованными сторонами обеспечивает основу для развития ВИЭ котельных.

Рост мировых мощностей по выработке энергии с помощью солнечных батарей, ветряных турбин и других возобновляемых источников энергии в ближайшие годы будет ускоряться, и ожидается, что в 2022 году будет установлен новый рекорд по количеству новых установок.

Несмотря на рост стоимости основных материалов, используемых для изготовления солнечных панелей и ветряных турбин, по прогнозам, ввод новых мощностей возобновляемой энергии в этом году вырастет до 290 гигаватт (ГВт), что превысит предыдущий исторический максимум, установленный в прошлом году.

Ожидается, что на возобновляемые источники энергии будет приходиться почти 95% прироста мировых энергетических мощностей до 2026 года, причем только солнечные фотоэлектрические системы обеспечат более половины из них. Ожидается, что объем возобновляемых мощностей,

добавленных в период с 2022 по 2026 год, будет на 50% выше, чем в период с 2015 по 2021 год. Это обусловлено более сильной поддержкой со стороны государственной политики и более амбициозными целями в области чистой энергии.

Солнечная фотоэлектрическая энергия остается движущей силой роста производства возобновляемой электроэнергии, и прогнозируется, что прирост ее мощности увеличится на 17% в 2022 году до нового рекорда почти в 160 ГВт. В то же время прирост наземной ветроэнергетики в среднем почти на четверть выше, чем в период 2015–2021 годов. По прогнозам, к 2026 году общая мощность морской ветроэнергетики увеличится более чем в три раза.

В отчете МЭА ожидается, что этот рекордный рост возобновляемых источников энергии произойдет, несмотря на сегодняшние высокие цены на товары и транспорт. Однако, если цены на сырьевые товары останутся высокими до конца следующего года, стоимость инвестиций в ветроэнергетику вернется к уровням, которые в последний раз наблюдались в 2015 году, и трехлетнее снижение затрат на солнечные фотоэлектрические системы будет аннулировано.

Несмотря на то, что рост цен ограничивает рост, прогнозируется, что мировой спрос на биотопливо в 2022 году превысит уровень 2019 года, восстановившись после огромного прошлогоднего спада, вызванного пандемией. Ожидается, что спрос на биотопливо будет сильно расти к 2026 году, при этом на Азию будет приходиться почти 30% нового производства. Правительства могут еще больше ускорить рост возобновляемых источников энергии, устранив основные барьеры, такие как проблемы с выдачей разрешений и интеграцией в сеть, проблемы общественного признания, непоследовательные политические подходы и недостаточное вознаграждение.

Высокая стоимость финансирования в развивающихся странах также является серьезным препятствием. В ускоренном варианте отчета, предполагающем преодоление некоторых из этих препятствий, среднегодовой прирост возобновляемой мощности в период до 2026 года будет на четверть выше, чем прогнозируется в основном сценарии. Тем не менее, даже такое более быстрое разворачивание по-прежнему будет далеко от того, что потребуется для глобального пути к нулевым выбросам к середине века [31]. Это потребует увеличения мощности возобновляемых источников энергии в период 2021–2026 годов, чтобы в среднем почти вдвое увеличить темпы основного сценария отчета. Это также будет означать рост спроса на биотопливо в среднем в четыре раза выше, чем в основном случае, и спрос на возобновляемое тепло почти в три раза выше.

Все вышеперечисленное говорит о том, что ВИЭ в настоящее время широко используются и прогнозируется только рост использования таких возобновляемых источников, как солнце, вода, ветер, водород во многих сферах жизнедеятельности, в том числе и может быть использован для повышения энергосбережения котельных.

Рассмотрим данные виды ВИЭ.

«Солнечная энергия – энергия от Солнца, которая попадает на Землю в форме радиации и света. Эта энергия в значительной степени управляет климатом и погодой и является неотъемлемой основой жизни» [9]. Карта распространения солнечной энергии на поверхности Земли представлена на рисунке 29.

«Энергия ветра – это преобразование ветровой энергии в полезный вид энергии с помощью ветряных турбин, ветровых насосов или парусов» [2]. Мировой потенциал энергии ветра представлен на рисунке 30.

«Малая гидроэнергетика, являющаяся наиболее освоенным из нетрадиционных возобновляемых источников электроэнергии, позволяет

использовать большой гидроэнергетический потенциал малых рек и притоков» [32].

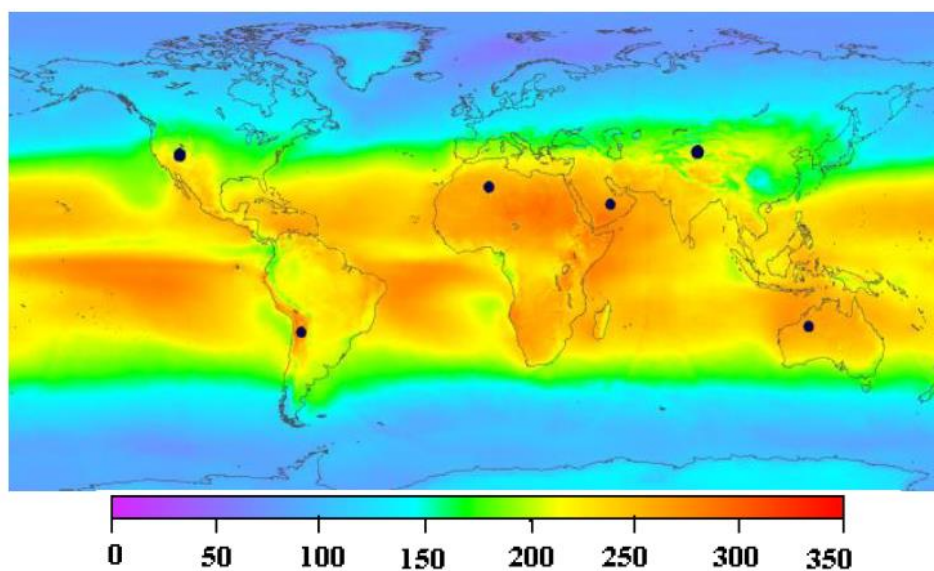


Рисунок 29 – Карта распространения солнечной энергии на поверхности Земли

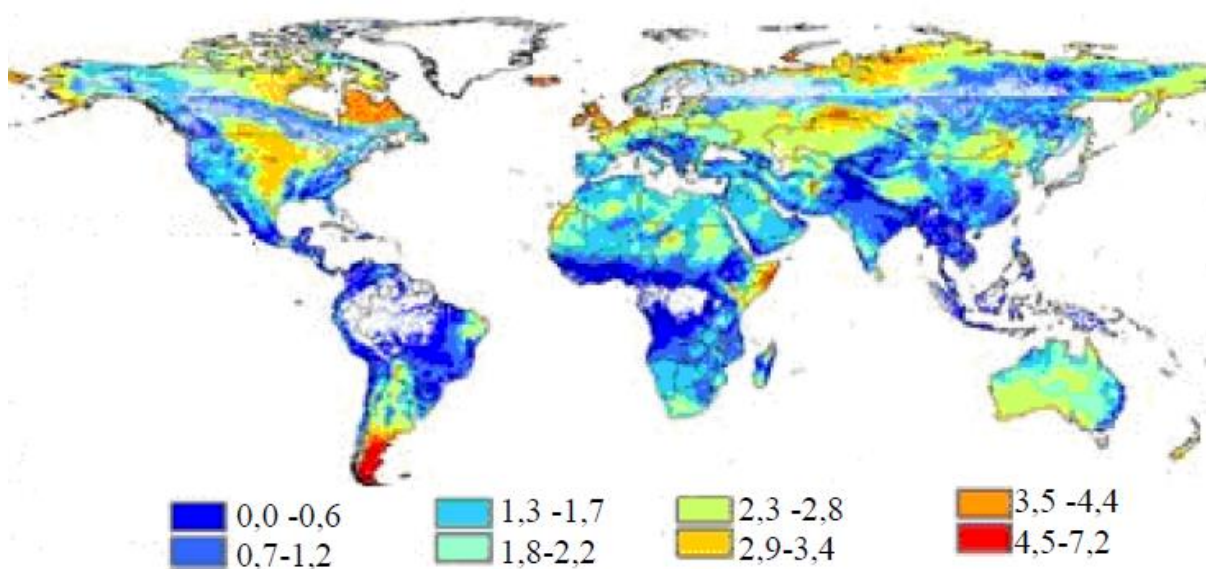


Рисунок 30 – Мировой потенциал ветра

«Биомасса является одним из древнейших источников энергии, однако ее использование до недавнего времени сводилось к прямому сжиганию при открытом огне или в печах и топках с относительно низким КПД» [16].

«Водородная энергетика основана на использовании водорода в качестве средства для аккумуляирования, транспортировки, производства и потребления энергии. Водород выбран как наиболее распространенный элемент на поверхности земли и в космосе, теплота сгорания водорода наиболее высока, а продуктом сгорания в кислороде является вода (которая вновь вводится в оборот водородной энергетики)» [22]. Как известно, наиболее распространенными компонентами во Вселенной являются водород, азот и кислород. Водород — наиболее распространенный компонент, и он играет большую роль в устойчивости жизни. Очевидно, что, помимо помощи другим живым существам в выживании, водород можно использовать для выработки энергии.

Водород присутствует почти во всех растительных веществах, а также встречается в природе в воде. Хотя в Солнце содержится большой процент газообразного водорода, этот газ слишком легкий, поэтому он практически исчезает с поверхности земли, когда его переносят солнечные лучи. Таким образом, для эффективного получения газообразного водорода его необходимо использовать из воды, природного газа или биомассы.

Газообразный водород извлекается из воды с помощью метода, известного как электролиз, который включает пропускание сильного электрического тока через воду для разделения атомов водорода и кислорода. Процесс электролиза довольно дорог, так как требует больших затрат энергии.

«Энергия, используемая для выработки энергии в процессе электролиза, берется из ископаемого топлива, такого как нефть, природный газ или уголь. Его также можно использовать из возобновляемых источников

энергии, таких как солнечная, ветровая и гидроэнергетика, чтобы исключить выбросы парниковых газов» [16].

Получение больших объемов водорода этим методом все еще находится в стадии исследования, чтобы установить жизнеспособный метод его производства внутри страны по относительно низкой цене.

Другим методом извлечения газообразного водорода является паровая конверсия метана или паровая экстракция, которая влечет за собой отделение атомов водорода в метане от атомов углерода. Это современный метод, используемый для получения газообразного водорода в огромных количествах. Недостатком парового риформинга метана является то, что он выбрасывает в атмосферу много парниковых газов, таких как двуокись и окись углерода, которые являются рецептами глобального потепления.

Чтобы получить энергию из газообразного водорода, его направляют в топливные элементы, где он соединяется с кислородом, в результате чего происходит химическая реакция, в результате которой вырабатывается электричество и тепло. «Газообразный водород также можно просто сжигать для питания двигателей транспортных средств. Побочными продуктами этой химической реакции являются вода и углерод, которые используются для производства метана и угля» [16].

Преимущества водородной энергетики:

- это возобновляемый источник энергии, и его много. Водород является богатым источником энергии по многим причинам, главная из которых заключается в том, что его много. Хотя для его использования может потребоваться много ресурсов, ни один другой источник энергии не бесконечен, как водород. По сути, это означает, что он не может иссякнуть, как другие источники энергии;
- многочисленные источники локального производства водорода. Водород можно производить либо на месте, где он будет использоваться, либо централизованно, а затем распределять;

- это практически чистый источник энергии. Когда водород сжигается для производства топлива, побочные продукты полностью безопасны, а это означает, что они не имеют известных побочных эффектов. Авиационные компании фактически используют водород в качестве источника питьевой воды. После того, как водород утилизируется, он обычно превращается в питьевую воду для астронавтов на кораблях или космических станциях;
- водородная энергия нетоксична. Это нетоксичное вещество, редко встречающееся в качестве источника топлива. Это означает, что он безопасен для окружающей среды и не наносит вреда здоровью человека. Этот аспект делает его предпочтительным по сравнению с другими источниками топлива, такими как ядерная энергия, природный газ, которые чрезвычайно опасны или сложны для безопасного использования. Это также позволяет использовать водород в местах, где другие виды топлива могут быть запрещены;
- использование водородных топливных элементов не приводит к выбросу углекислого газа и других парниковых газов или других твердых частиц, когда в производственном процессе используются возобновляемые источники, такие как вода или солнечная энергия;
- высокая эффективность. Водород является эффективным типом энергии, поскольку он способен передавать больше энергии по сравнению с другими источниками энергии.

Несмотря на это, стоит выделить и недостатки водородной энергетики. В то время как водородная энергетика имеет много замечательных преимуществ, это не совсем предпочтительный, чистый и дешевый источник энергии для большинства предприятий. В газообразном состоянии он довольно летуч. Хотя его нестабильность дает ему преимущество перед другими источниками энергии с точки зрения выполнения многочисленных

задач, это в равной степени делает его рискованным в использовании. К недостаткам водородной энергетики можно отнести:

- водородная энергия стоит дорого. Электролиз и паровой риформинг, два основных процесса извлечения водорода, чрезвычайно дороги. Это причина, по которой он не используется широко во всем мире. Требуется много исследований и инноваций, чтобы найти дешевые и устойчивые способы использования этой формы энергии. До тех пор водородная энергетика останется исключительно «для богатых»;
- проблемы с хранением. Одним из свойств водорода является то, что он имеет более низкую плотность. На самом деле, он намного менее плотный, чем бензин. Это означает, что он должен быть сжат до жидкого состояния и таким же образом храниться при более низких температурах, чтобы гарантировать его эффективность и действенность в качестве источника энергии. Эта причина также объясняет, почему водород всегда должен храниться и транспортироваться под высоким давлением, из-за чего транспортировка и обычное использование далеко не осуществимы;
- это не самый безопасный источник энергии. Силу водорода ни в коем случае нельзя недооценивать. Хотя бензин немного более опасен, чем водород, водород – легковоспламеняющееся и летучее вещество. По сравнению с газом водород не имеет запаха, что делает обнаружение утечек практически невозможным. Для обнаружения утечек необходимо установить датчики;
- сложности при транспортировке;
- «водородная энергия является возобновляемой и оказывает минимальное воздействие на окружающую среду, но для ее отделения от кислорода требуются другие не возобновляемые источники, такие как уголь, нефть и природный газ. Ископаемое топливо по-прежнему необходимо для производства водородного топлива;

Таким образом, несмотря на то, что запасы водорода в изобилии, стоимость его использования ограничивает широкое использование» [16].

Даже если бы водород стал дешевым прямо сейчас, потребуются годы, чтобы он стал наиболее используемым источником энергии, поскольку сами двигатели и агрегаты должны быть адаптированы к требованиям к водороду. Это потребует огромных капиталовложений.

Все вышеперечисленное говорит о том, что, несмотря на недостатки, водородная энергетика может быть использована для повышения энергоэффективности котельных.

3.5 Внедрение систем мониторинга энергоэффективности

Для мониторинга энергоэффективности котельной предлагается использование систем коммерческого учета АСКУЭ.

«При расчете потерь в котельных часто используют упрощенные методы. Так, например, потери энергии определяют через относительное расчетное значение потерь, вычисленное при экономической нагрузке. При малых нагрузках, этот упрощенный метод дает завышенные результаты по сравнению с фактическими потерями энергии. Погрешности расчета потерь упрощенным методом могут достигать 100% и более, в зависимости от величины нагрузки. Поэтому, с целью объективной оценки потерь их следует определить с учетом фактической нагрузки за расчетный период в соответствии с действующей методикой» [15].

В настоящее время на предприятиях для ведения учета электроэнергии используются автоматизированные системы АСКУЭ и АСТУЭ, которые будут рассмотрены далее.

Упрощенная структурная схема АСКУЭ представлена на рисунке 31.

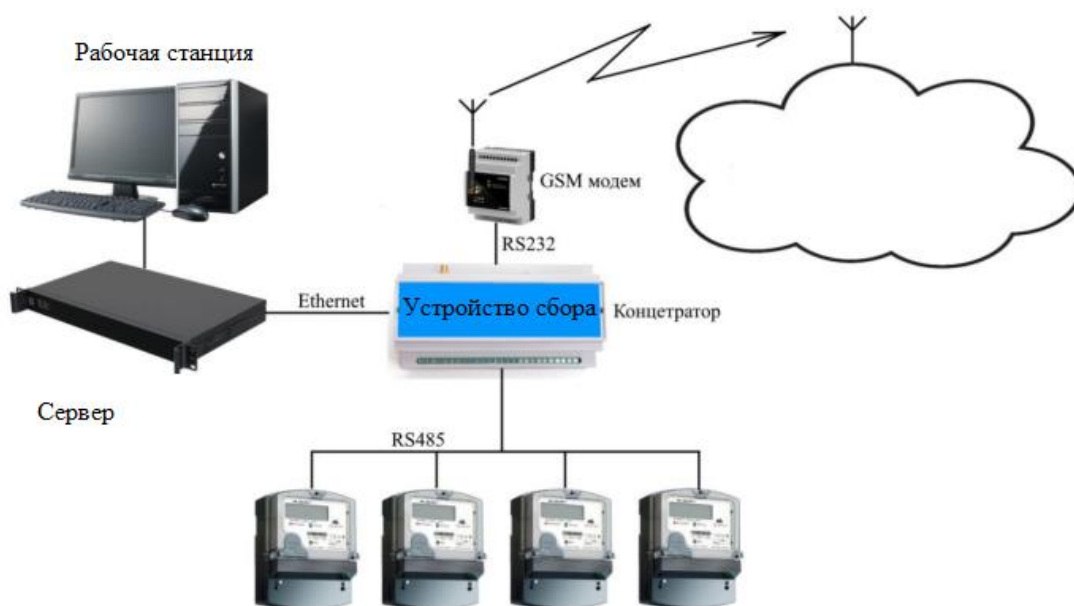


Рисунок 31 – Упрощенная структурная схема АСКУЭ

С помощью АСКУЭ можно наглядно видеть потребленную энергию по месяцам, дням месяца и часам суток, как это показано на рисунках 32-34.

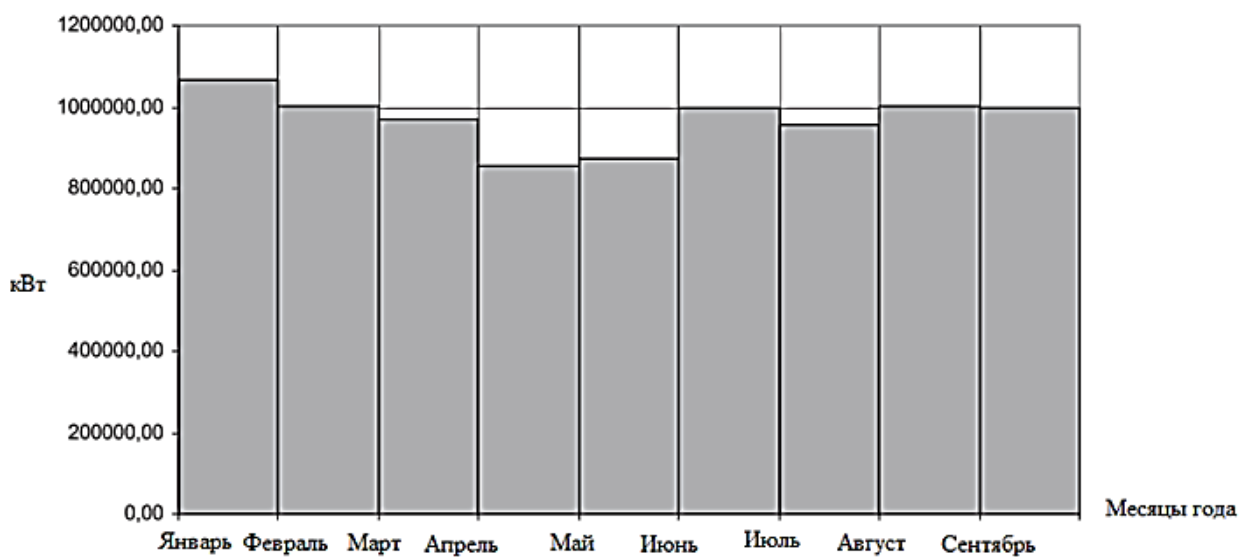


Рисунок 32 – Потребляемая электроэнергия по месяцам

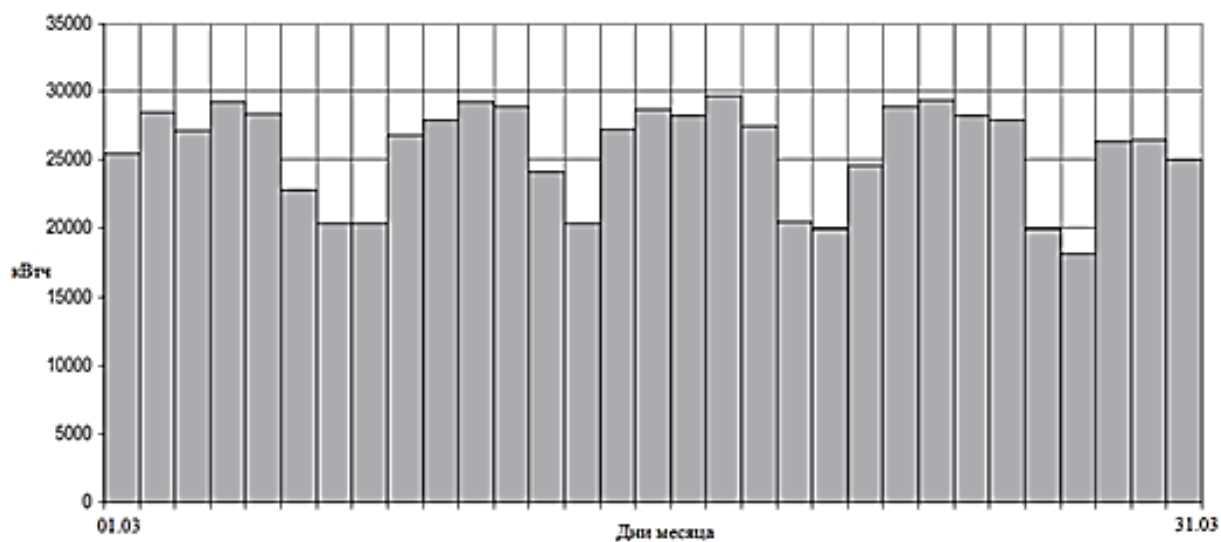


Рисунок 33 – Пример потребляемой электроэнергии для марта

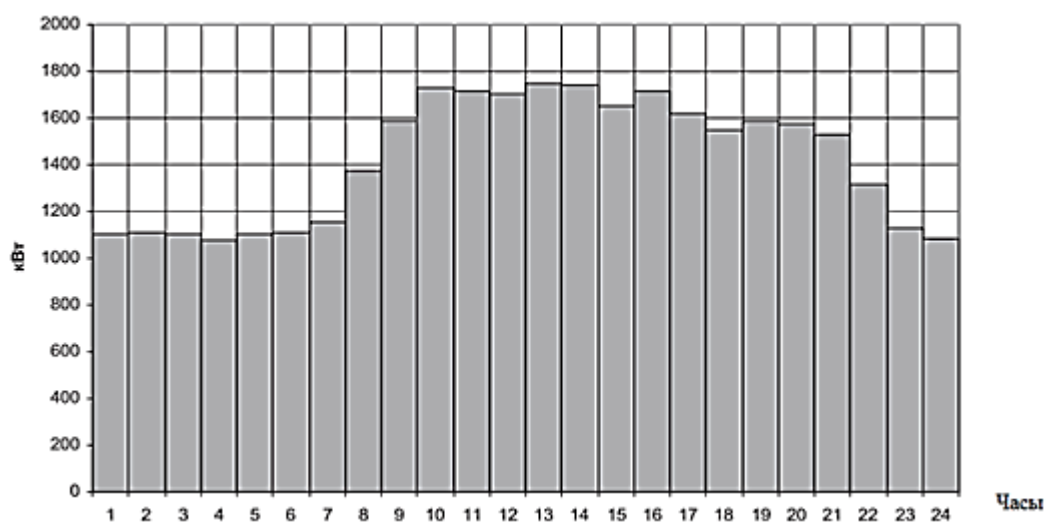


Рисунок 34 – Пример суточного графика потребляемой электроэнергии

Таким образом, внедрение АСКУЭ позволяет производить мониторинг потребляемой энергии и тем самым позволит оценить эффективность внедренных мероприятий с целью повышения энергоэффективности.

3.6 Выбор системы мероприятий по повышению энергоэффективности котельной

Исходя из проведенного обзора литературы по теме исследования, которая касается обзора перспективных методов повышения энергоэффективности котельной, была составлена таблица 8, в которой приведены мероприятия и достигаемый эффект энергосбережения.

Таблица 8 – Результаты оценки энергоэффективных мероприятий для котельных

Мероприятие	Повышение энергоэффективности, %
Использование установок утилизации теплоты	4-17
Использование водяного экономайзера	5-7
Снижение температуры отходящих дымовых газов	0,5-1
Забор воздуха из верхней зоны котельной	0,3-0,5
Использование вакуумного деаэратора	0,5-1,0
Использование ВИЭ на базе солнечной энергии	3-20
Использование энергии ветра	3-10
Использование водородной энергетики	5-15

Выводы по разделу.

Таким образом, исходя из проведенного анализа существующих мероприятий и их энергетической эффективности, принято решение предварительно остановиться на следующих в условиях Южной районной котельной:

- внедрение установки утилизации теплоты;
- применение водяного экономайзера;
- использование солнечной энергии;
- использование водородной энергетики.

Заключение

В данной работе проведено исследование по теме «Повышение энергоэффективности Южной районной котельной города Алматы».

Для реализации снижения электропотребления в котельной предлагается внедрить следующие мероприятия:

- для более экономичной и эффективной работы котельной насосы сетевой, подпиточной воды и сырой воды оснастить частотными преобразователями на каждый насос;
- электродвигатели дымососов и вентиляторов водогрейных котлов также оснастить частотными преобразователями;
- произвести замену освещения с люминисцентными и натриевыми газоразрядными лампами на энергосберегающие светодиодные светильники (за исключением зон с высокой температурой – более 50 °С).

Для повышения энергоэффективности котельной предлагается:

- использование установок утилизации теплоты;
- использование водяного экономайзера;
- снижение температуры отходящих дымовых газов;
- забор воздуха из верхней зоны котельной;
- использование вакуумного деаэратора.

В первом разделе определены основные технические характеристики Южной районной котельной г. Алматы, являющейся объектом исследования в данной работе. Проведен обзор современных методов повышения энергоэффективности котельной, показана актуальность разработки мероприятий по повышению ее энергоэффективности, выполнен анализ выбросов загрязняющих веществ. Определены предлагаемые энергосберегающие мероприятия.

Во втором и третьем разделах проведено исследование предложенных мероприятий по повышению энергоэффективности. Выполнена модернизация существующей системы электроснабжения котельной с учетом энергосберегающих мероприятий. Выполнен расчет электрических нагрузок котельной после ее модернизации: $P_p = 4989,23$ кВт, $Q_p = 2705,25$ квар, $S_p = 5675,45$ кВА. Выбраны компенсирующие устройства реактивной мощности типа УК-6-400. Общий размер компенсации реактивной мощности 1600 квар. Рассчитана полную мощность, приходящуюся на одну подстанцию $3475,18/3 = 1158,39$ кВА. Применили комплектные трансформаторные подстанции типа КТП-2х1250/10/0,4 кВ, каждая с двумя сухими трансформаторами мощностью по 1250 кВА и КТП-3 с двумя сухими трансформаторами мощностью по 1250 кВА каждый.

Для управления насосами выбрали линейку частотных преобразователей серии INNOVERT PUMP IND, рассчитанные на диапазон мощностей от 15 кВт до 315 кВт. Запланировано светодиодное освещение, за исключением мест с повышенной температурой. Выбраны: элементы электробезопасности, молниезащиты, кабельные сети 0,4 и 10 кВ, электросети освещения, в том числе наружного и охранного.

Предложена структура автоматизированной системы управления технологическими процессами: выбраны объекты автоматизации, определены выполняемые функции системы, выбрана техническая база полевого уровня системы и т.д.

Для улучшения экологических показателей котельной выбран электростатический фильтр серии ЭГАВ-400 производства АО «Кондор-Эко». Его применение позволит повысить эффективность очистки дымовых газов до 99,52 до 99,87 %, что находится в границах рекомендаций по применению НДТ (99,5% и выше).

Разработана автоматизированная система откачки грунтовых, сточных вод из дренажного приемка. Использовали два насоса модели ЭПЗ 20-18 И1

мощностью по 5 кВт, в качестве датчиков уровня жидкости применили датчики поплавкового типа ПДУ-Н201-80, шкаф управления Омега АШУ40-025-54 К-11 У.

Изучены особенности применения возобновляемых источников энергии: ветрогенераторов, солнечных батарей, биотоплива, водородной энергетики. Наиболее перспективными из них признаны использование солнечных панелей и водородной энергетики. Но на данном этапе их применение экономически не целесообразно.

Наиболее энергоэффективны при их внедрении в технологический процесс котельной являются применение установок утилизации теплоты и использование водяного экономайзера.

Применение частотных электроприводов позволяет экономить от 20 до 50 % электроэнергии, а срок их окупаемости составляет от 1,5 до 2 лет.

Использование светодиодного освещения сокращает потребление электроэнергии на 60-80%, что позволяет окупить затраты на замену светильников в течении 2-3 лет.

Список используемых источников

1. Арутюнян А.А. Основы энергосбережения. Методы расчета и анализа потерь электроэнергии, энергетическое обследование и энергоаудит, способы учета и снижения потерь, экономический эффект. М. : Энергосервис, 2019. 600 с.
2. Баскаков А.П. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие. М. : Бастет, 2018. 368 с.
3. Возможности использования ветровой и солнечной энергии в гибридной электрической станции / Иванов Е.М, Бородулин А.Н. // Научные труды Военно-инженерного института радиоэлектроники и связи. – 2021. – №4 (46) – С. 85-88.
4. Григорьев В.И. Приборы и средства диагностики электрооборудования и измерений в системах электроснабжения: справочное пособие / Григорьев В.И., Киреева Э.А., Миронов В.А., Чохоналидзе А.Н. // М. : Колос, 2018. 272 с. URL: <http://store.mieen.ru/upload/medialibrary/max-img/3765.pdf/> (дата обращения: 15.09.2021)
5. Данилов Н.И. Основы энергосбережения: учебник / Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2018. 564 с.
6. Живодерников С.В., Русов В.А. Зарубежный опыт мониторинга состояния электрооборудования: Новосибирск 2016. [Электронный ресурс] : URL: <https://dimrus.ru/conf2017.html/> (дата обращения: 15.09.2021)
7. Иванов Е.М. Повышение энергоэффективности котельной путем внедрения системы автоматического управления // Научные труды Военно-инженерного института радиоэлектроники и связи. – 2022. – №4 (50) – С. 100.
8. Чекалов Л.В. Инновационные отечественные электрофильтры для тепловых электростанций / Чекалов Л.В., Смирнов М.Е., Гузаев В.А. // Главный энергетик, №10, 2021. С. 10-15.

9. Кашкаров А.П. Ветрогенераторы, солнечные батареи и другие полезные конструкции. М. : ДМК Пресс, 2021. 144 с.
10. Конденсационный экономайзер: повышение эффективности газовых котельных до 12 % [Электронный ресурс] : URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=7631 (дата обращения: 30.01.2022).
11. Литвак В.В., Вагнер М.А. Энергосбережение: учебное пособие. Томск : STT, 2018. 212 с.
12. Монастырский А.Е. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. СПб. : ПЭИПК, 2020. 196 с. URL: <https://workspay.ru/work/63510/> (дата обращения: 15.09.2021)
13. Монастырский А.Е. Система непрерывного контроля состояния изоляции силовых трансформаторов высших классов напряжения "СКИТ": сборник «Электроэнергетика 2008». СПб. : ПЭИПК, 2018 – 97 с. URL: <https://www.dissercat.com/content/issledovanie-i-razrabotka-elementov-sistem-nepreryvnogo-kontrolya-izolyatsii-transformatorov> (дата обращения: 15.09.2021)
14. Чекалов Л.В. Повышение эффективности электрофильтров тепловых электростанций путём совершенствования осадительных электродов / В.А. Гузаев, М.Е. Смирнов // Электрические станции. 2021. №7. С. 48- 54.
15. Ушаков В.Я. Потенциал энергосбережения и его реализация на предприятиях ТЭК: учебное пособие / В.Я. Ушаков, Н.Н. Харлов, П.С. Чубик // Томский политехнический университет. Томск : Изд-во ТПУ, 2018. 283 с.
16. Сибикин Ю. Д. Альтернативные источники энергии / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. М. : РадиоСофт, 2018. 248 с.
17. Способы повышения энергоэффективности районной котельной / Иванов Е.М, Чокин Е.С., Сеитов И.С. // Научные труды Военно-инженерного института радиоэлектроники и связи. – 2022. – №1 (47) – С. 37-44.

18. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. ПАО «Россети» [Электронный ресурс] : URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_standart/doc/34.01-23.1-001-2017.pdf (дата обращения: 20.01.2022)
19. Файерштейн Л.М. Справочник по автоматизации котельных / Л.М. Файерштейн, Л.С. Этинген // М. : Энергоатомиздат, 2019. 296 с.
20. Экологический холдинг. Новости [Электронный ресурс] : официальный сайт холдинговой группы «Кондор Эко». URL: <https://kondor-eco.ru/main/news.htm> (дата обращения 20.05.2022)
21. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение: учебное пособие для прикладного бакалавриата / Г.Н. Климова. 2-е изд. – М. : Изд-во Юрайт, 2019. 179 с.
22. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности: социально-экономические, организационные и правовые аспекты: учебное пособие / В.Я. Ушаков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. 280 с.
23. Энергосбережение: учебник / Н.А. Стрельников. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. 176 с.
24. A.S. Nizamia, K. Shahzada, M. Rehana, O.K.M. Oudab, M.Z. Khanc, M.Z. Ismaila, I.M.I. Almeelbia, T. Basahia, J.M. Demirbasd A Developing waste biorefinery in Makkah: a way forward to convert urban waste into renewable energy Appl Energy, 186 (Part2), 2018. pp. 189-196.
25. D. Mazzeo, C. Baglivo, N. Matera, P.M. Congedo, G. Oliveti A novel energy-economic-environmental multi-criteria decision-making in the optimization of a hybrid renewable system Sustain. Cities Soc, 2019. p.38-47.
26. E. Dudkiewicz, P. Szałański A review of heat recovery possibility in flue gases discharge system of gas radiant heaters E3S Web Conf., 116, 2019. 28 p.

27. E. Woolley, Y. Luo, A. Simeone. Industrial waste heat recovery: a systematic approach Sustainable Energy Technol. Assess., 29, 2018. pp. 50-59.
28. E.-H. Lee A Review on Applications of Infrared Heating for Food Processing in Comparison to Other Industries Ref. Modul. Food Sci, 2019. – 58 p.
29. H. Jaber, M. Khaled, T. Lemenand, J. Faraj, H. Bazzi, M. Ramadan Effect of exhaust gases temperature on the performance of a hybrid heat recovery system Energy Procedia, 119, 2018. pp.775-782.
30. K. Bryś, T. Bryś, M.A. Sayegh, H. Ojrzyńska Characteristics of heat fluxes in subsurface shallow depth soil layer as a renewable thermal source for ground coupled heat pumps Renew. Energy, 2020. 45 p.
31. M. A. Sayegh, Operational flexibility of heat pumps in smart district heating. Polish Academy of Science, 2019. 37 p.
32. M. Bukowska, K. Nowak, D. Proszak-Miąsik, S. Rabczak. Concept of heat recovery from exhaust gases IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng., 245, 2019. p. 52-60.
33. M. Khaled, M. Ramadan, K. Chahine, A. Assi Prototype implementation and experimental analysis of water heating using recovered waste heat of chimneys Case Stud. Therm. Eng., 5, 2019. 256 p.
34. M. Papapetrou, G. Kosmadakis, A. Cipollina, U. La Commare, G. Micale. Industrial waste heat: Estimation of the technically available resource in the EU per industrial sector, temperature level and country Appl. Therm. Eng., 138, 2018. pp. 207-216.
35. M.A. Sayegh, et al. Trends of European research and development in district heating technologies Renew. Sustain. Energy Rev., 68, 2019. pp. 1183-1192.
36. N. Spodyniuk, V. Zhelykh, O. Dzeryn Combined heating systems of premises for breeding of young pigs and poultry FME Trans., 46 (4), 2018. pp. 651-657.

37. S. Brückner, S. Liu, L. Miró, M. Radspieler, L.F. Cabeza, E. Lävemann Industrial waste heat recovery technologies: an economic analysis of heat transformation technologies Appl. Energy, 151, 2019. pp. 157-167.
38. S. Cebotari, J. Benedek. Renewable energy project as a source on innovation in rural communities Sustainability, 9 (4), 2018. pp.1-16.
39. S. Cebotari, M. Cristea, V. Moldovan, F. Zubascu Renewable energy's impact on rural development Energy Sustain Dev, 37, 2021. pp. 110-123.
40. T. Nannou, et al. Trends of European research and development in district heating technologies Renew. Sustain. Energy Rev., 68, 2019. pp. 1183-1192.
41. UN General Assembly. United Nations decade of sustainable energy for all: Report of the Secretary-General; 2020. p. 1–20.
42. Vacuum Deareators [Электронный ресурс]: URL: <https://www.membranechemicals.com/water-treatment/vacuum-deareators/> (дата обращения: 30.01.2022).
43. Y.V. Shatskikh, A.I. Sharapov, I.G. Byankin Analysis of deep heat recovery from flue gases IOP Con. Ser. J. Phys, 2019. 155 p.