


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.01 - Теплоэнергетика и теплотехника
Направленность (профиль) образовательной программы Энергообеспечение предприятий

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



« 28 06 _____ 201__ г. Н.В. Савина

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы энергоснабжения квартала №74 города Благовещенск

Исполнитель
студент группы 543 об _____
подпись, дата 20.06.2019 А.С. Антропов

Руководитель
доцент _____
подпись, дата 20.06.2019 П.П. Проценко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук _____
подпись, дата 20.06.2019 А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель _____
подпись, дата 28.06.2019 Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 09 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Антропова Алексея Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы энергоснабжения квартала № 74 города Благовещенск

(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

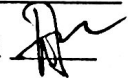
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, генеральный план объекта. План котельной. План размещения технологического и электрооборудования. Нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы

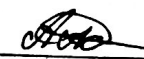
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика объекта проектирования. Оценка надежности и степени износа тепловых и электрических сетей. Тепловой расчет. Расчет тепловых сетей. Определение тепловых нагрузок. Выбор оборудования котельной. Технологическая схема котельной. Расчет электрических нагрузок. Определение числа и мощности ТП. Выбор проводникового материала. Безопасность и экологичность. Экономическое обоснование проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План района со схемой теплоснабжения. План района со схемой электроснабжения. Технологическая схема котельной. План котельной с размещением силового и технологического оборудования.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2019 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 с., 31 таблицу, 3 рисунка 4 приложения и 28 источников.

СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОЙ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОЙ, ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА КОТЕЛЬНОЙ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ, ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ, РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЛОВ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ВЫБРОС ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ЧРЕЗВЫЧАЙНАЯ СИТУАЦИЯ.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы энергоснабжения квартала №74 города Благовещенск.

В выпускной квалификационной работе требовалось определить тепловую нагрузку котельной, выбрать котельное оборудование, рассчитать толщину изоляции и заменить существующую, определить электрическую нагрузку на шины питающей трансформаторной подстанции, выбрать электрическое оборудование, рассчитать выбросы вредных веществ и определить срок окупаемости после реконструкции.

Для проектирования реконструкции системы энергоснабжения использовались методы расчета тепловой нагрузки по укрупненным показателям, метод определения тепловой изоляции по нормированной плотности теплового потока, метод расчета электрической нагрузки по номинальным мощностям электроприемников, метод выброса вредных веществ.

Содержание

Введение	9
1 Расчет системы теплоснабжения	10
1.1 Определение тепловых нагрузок отапливаемого района	10
1.2 Определение расчетной нагрузки на отопление	10
1.2.1 Годовая тепловая нагрузка на отопление	11
1.3 Определение расчетной нагрузки на горячее водоснабжение	12
1.3.1 Годовая нагрузка на горячее водоснабжение	13
1.4 Суммарные расчетные тепловые нагрузки квартала	13
1.5 Примеры теплового расчёта сооружений квартала № 74	14
1.5.1 Тепловой расчёт жилого дома	14
1.5.2 Тепловой расчёт административного здания	15
1.5.3 Тепловой расчёт хозяйственного корпуса	16
1.6 Расчет тепловых потерь	16
1.6.1 Пример расчёта тепловых потерь	18
1.7 Гидравлический расчет тепловой сети	19
1.7.1 Пример гидравлического расчета участка тепловой сети	21
1.8 Построение пьезометрического и температурного графика.	22
1.8.1 Пьезометрический график	22
1.8.2 Температурный график	22
1.9 Построение тепловой схемы котельной с паровыми котлами для закрытой системы теплоснабжения	22
1.10 Выбор оборудования котельной	23
1.10.1 Выбор котлов	23

1.10.2	Выбор и описание топки	25
1.10.3	Выбор и описание дутьевого вентилятора	25
1.10.4	Выбор и описание дымососа для котла	26
1.10.5	Выбор сетевых насосов	28
1.10.6	Выбор подпиточного насоса	28
1.10.7	Выбор питательного насоса	29
1.10.8	Выбор рециркуляционного насосов	29
1.11	Расчет толщины тепловой изоляции	30
1.11.1	Пример расчёта толщины тепловой изоляции	33
1.11.2	Выбор тепловой изоляции труб	33
1.12	Водоподготовка	38
1.12.1	Методы водоподготовки	38
1.12.2	Определение производительности водоподготовительной установки	40
2	Электроснабжение района	42
2.1	Расчёт электрических нагрузок на котельной	42
2.1.1	Выбор трансформатора	50
2.1.2	Выбор питающей кабельной линии на котельную	50
2.1.3	Выбор питающей кабельной линии на ТП	52
2.2	Расчёт токов короткого замыкания	54
2.2.1	Расчёт тока короткого замыкания на 10 кВ	55
2.2.2	Расчет токов КЗ 0,4 кВ	57
2.3	Выбор оборудования на напряжение 10 кВ	64
2.3.1	Выбор выключателей	64

2.3.2	Выбор сборных шин на распределительном пункте 10 кВ	66
2.3.3	Выбор разъединителей	68
2.3.4	Выбор и проверка трансформаторов тока	68
2.3.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	69
2.4	Выбор и проверка оборудования на напряжение 0,4 кВ	70
2.4.1	Выбор и проверка шинопроводов	71
2.4.2	Проверка автоматических выключателей	71
2.5	Расчёт электрической нагрузки на жилые здания	72
2.6	Расчёт электрической нагрузки общественных зданий и сооружений	75
2.7	Расчет электрических нагрузок внешнего освещения	78
2.8	Расчёт полной нагрузки района и выбор трансформатора	78
3	Безопасность и экологичность	82
3.1	Безопасность	83
3.1.1	Меры безопасности	84
3.1.2	Подготовка котла к работе	85
3.1.3	Работа котла	87
3.1.4	Порядок монтажа котла	89
3.2	Экологичность	90
3.3	Чрезвычайные ситуации	97
3.3.1	Характеристика пожаров	97
3.3.2	Обеспечение пожарной безопасности котельной	99
3.3.3	Общие правила пожарной безопасности при эксплуатации котельного оборудования	99

3.3.4 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации электрооборудования в котельной	100
3.3.5 Пожарная безопасность при растопке и работе котла	101
3.3.6 Пожарная безопасность при остановке котла	103
4 Экономическое обоснование	104
4.1 Расчет капиталовложений	104
4.2 Расчет амортизационных отчислений и затрат на ремонт и эксплуатацию основных фондов	105
4.2.1 Амортизационные отчисления	106
4.2.2 Расчет затрат на водопользование	107
4.2.3 Расчет затрат на электроэнергию	108
4.2.4 Расчет затрат на топливо	109
4.2.5 Расчет численности персонала и заработной платы	110
4.2.6 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование	111
4.2.7 Расчет прочих затрат	112
4.2.8 Суммарные издержки	112
4.3 Расчет окупаемости проекта	112
Заключение	115
Библиографический список	116
Приложение А Тепловой и гидравлический расчет	
Приложение Б Тепловая изоляция	
Приложение В Расчет электроснабжения	
Приложение Г Экономический расчет	

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВ – автоматический выключатель;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ГВС – горячее водоснабжение;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ОДК – оперативно дистанционный контроль;
- ПДВ – предельно допустимый выброс;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ППМ – пенополимерминеральная изоляция;
- ПС – подстанция;
- РП – распределительный пункт;
- СТУ – санитарно-техническое устройство;
- СНиП – строительные нормы и правила;
- ТМ – трансформатор трёхфазный масляный;
- ТП – трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

Наряду с крупными производственными, производственно-отопительными котельными мощностью в сотни тонн пара в час или сотни МВт тепловой нагрузки установлены большое количество котельных агрегатами до 1 мвт и работающих почти на всех видах топлива.

В городе Благовещенске имеется около 30 котельных, каждая из которых обладает своим оборудованием и потребителями тепловой энергии. И время от времени каждой из требуется реконструкция установок по нескольким причинам:

- моральный износ оборудования;
- увеличение количества потребителей энергией, что несёт за собой увеличение тепловой нагрузки;
- непредвиденные повреждения, требующие полную или частичную замену оборудования.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы энергоснабжения котельной квартала № 74 города Благовещенск.

Этапы решения задач ВКР:

- расчет тепловой нагрузки паровой котельной, переведенной в водогрейный режим, с учетом замены котлов и вспомогательного оборудования;
- произвести выбор оборудования на основе теплового расчета;
- произвести расчет электроснабжения в связи с изменившейся электрической нагрузкой на котельной;
- выявить количество выброс вредных веществ от сжигания топлива в атмосферу;
- определить капиталовложения после реконструкции котельной.

1 РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Расчёт системы теплоснабжения для жилого района выполняется при тепловом и гидравлическом расчётах. Данные расчёты являются основополагающими для дальнейшего выбора котлов и вспомогательных оборудования. Основываясь на рассчитанной системе теплоснабжения, можно будет эффективно спроектировать электроснабжение производственно-отопительной котельной, точно узнав установленную мощность оборудования.

1.1 Определение тепловых нагрузок отапливаемого района

Для проектирования и реконструкции системы теплоснабжения жилого района города Благовещенска, используются климатические данные, предоставленные в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические данные г. Благовещенска

Город	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	Температура воздуха для проектирования вентиляции, °С	Продолжительно, сут., за период со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 °С	Средняя температура воздуха, °С, за период со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 °С	Средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 °С
Благовещенск	- 35	- 35	218	- 10,6	2,9

В таблице Приложения А представлены размерные параметры отапливаемых объектов 74-го квартала.

1.2 Определение расчетной нагрузки на отопление

Основной целью отопления является поддержание и сохранение внутренней температуры помещений на заданном уровне. Всё это достигается с помощью равновесия между теплопритоком и тепловыми потерями.

Тепловые потери зданий возникают за счет теплопередачи через наружные ограждения и инфильтрации за счет проникновения холодного воздуха через неплотности наружных ограждений, за счет нагревания поступающих извне материалов, естественного испарения влаги с открытых поверхностей и других причин.

Потеря тепла теплопередачей через наружные ограждения зависит от термического сопротивления ограждающих конструкций, степени остекленности здания, этажности, степени обдуваемости стен ветром, ориентации наружных поверхностей и других факторов.

Теплоприток в здание складывается из подвода тепла через отопительную систему и внутренних тепловыделений. Источником внутренних тепловыделений в жилых зданиях являются обычно люди, приборы для приготовления пищи (газовые, электрические плиты), электроприборы (холодильники, освещение и пр.). Эти тепловыделения носят в значительной мере случайный характер и не поддаются регулированию по времени. Кроме того, они не распределяются равномерно по зданию.

Определение тепловой нагрузки для зданий 74 квартала проводится по укрупненным показателям [2]

$$Q_o^{\max} = \alpha V q_o (t_j - t_o) (1 + K_{u.p}) 10^{-6} \quad (1)$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_o от $t_o = -30$ °С;

V - объем здания по наружному обмеру, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_o = -30$ °С, ккал/м³ч°С;

t_j - расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С;

t_o - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, °С, где расположено здание, согласно [17].

$K_{и.р}$ - расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчетной для проектирования отопления.

Инфильтрация – процесс потери тепла, через неплотности здания.

Расчётный коэффициент инфильтрации $K_{и.р}$ определяется:

$$K_{и.р} = 10^{-2} \sqrt{\left[2gL \left(1 - \frac{273+t_o}{273+t_j} \right) + w_o^2 \right]} \quad (2)$$

где g - ускорение свободного падения, м/с²;

L - свободная высота здания, м;

w_o - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по [17].

1.2.1 Годовая тепловая нагрузка на отопление

Расчетная годовая нагрузка на отопление определяется по следующей формуле:

$$Q_0^{год} = Q_0^{сп} \cdot h_0 \quad (3)$$

где h_0 -длительность отопительного периода, ч.

1.3 Определение расчетной нагрузки на горячее водоснабжение

Для определение полной тепловой нагрузки потребителей необходимо так же знать сколько расходуется на горячее водоснабжение. Средняя часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения потребителя тепловой энергии Q_{hm} , Гкал/ч, в отопительный период определяется по формуле:

$$Q_{hm} = \frac{aN(55 - t_c)10^{-6}}{T} \quad (4)$$

где a - норма затрат воды на горячее водоснабжение абонента, л/ед. измерения в сутки; должна быть утверждена местным органом самоуправления; при отсутствии утвержденных норм принимается по таблице [14] (Внутренний водопровод и канализация зданий);

N - количество единиц измерения, отнесенное к суткам, - количество жителей, учащихся в учебных заведениях и т.д.;

t_c - температура водопроводной воды в отопительный период, °С; при отсутствии достоверной информации принимается $t_c = 5$ °С;

T - продолжительность функционирования системы горячего водоснабжения абонента в сутки, принимаем 24 ч

1.3.1 Годовая нагрузка на горячее водоснабжение

Определение годовой нагрузки на ГВС:

$$Q_{hm}^r = Q_{hm} \cdot n_0 \quad (5)$$

где n_0 - длительность периода горячего водоснабжения, ч.

1.4 Суммарные расчетные тепловые нагрузки квартала

Суммарные расчетные тепловые нагрузки квартала определяются по следующей формуле:

$$Q_{\Sigma \max} = Q_{\Sigma o \max} + Q_{\Sigma hm} \quad (6)$$

где $Q_{\Sigma \max}$ - суммарные тепловые нагрузки квартала, Гкал/ч;

$Q_{\Sigma o \max}$ - суммарная тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч;

$Q_{\Sigma hm}$ - суммарная тепловая нагрузка на горячие водоснабжение, Гкал/ч.

$$Q_{\Sigma \max} = 31,132 + 3,679 = 34,811 \text{ Гкал/ч.}$$

1.5 Примеры теплового расчёта сооружений квартала № 74

1.5.1 Тепловой расчёт жилого дома

Для расчёта рассмотрим жилой дом 78.

Расчетный коэффициент инфильтрации:

$$K_{up78} = 10^{-2} \cdot \sqrt{\left[2 \cdot 9,81 \cdot 15 \cdot \left(1 - \frac{273 - 35}{273 + 22} \right) + 2,9^2 \right]} = 0,081.$$

Расчет тепловых нагрузок на отопление отдельного здания определяется по укрупненным показателям:

$$Q_{o78}^{\max} = 0,95 \cdot 16110 \cdot 0,37 \cdot (22 + 34) \cdot (1 + 0,081) \cdot 10^{-6} = 0,349 \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой расход теплоты на отопление:

$$Q_{o78}^{год} = 0,349 \cdot 5232 = 1825 \text{ Гкал.}$$

Количество жителей, работников административных зданий:

$$N_{78} = \frac{F_{зд78}}{f} = \frac{3222}{30} = 107 .$$

Средняя часовая тепловая нагрузка ГВС:

$$Q_{hm78} = \frac{195 \cdot 107,4 \cdot (55 - 5) \cdot 10^{-6}}{24} = 43,63 \cdot 10^{-3} \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение:

$$Q_{lm78}^{\Gamma} = 44,63 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 382,21 \text{ Гкал.}$$

1.5.2 Тепловой расчёт административного здания

Для расчёта рассмотрим административное здание 84.

Расчетный коэффициент инфильтрации:

$$K_{up84} = 10^{-2} \cdot \sqrt{\left[2 \cdot 9,81 \cdot 12 \cdot \left(1 - \frac{273 - 35}{273 + 20} \right) + 2,9^2 \right]} = 0,073.$$

Расчет тепловых нагрузок на отопление отдельного здания определяется по укрупненным показателям:

$$Q_{o84}^{\max} = 0,95 \cdot 9120 \cdot 0,4 \cdot (20 + 34) \cdot (1 + 0,073) \cdot 10^{-6} = 0,204 \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой расход теплоты на отопление:

$$Q_{o84}^{\text{год}} = 0,204 \cdot 5232 = 1070 \text{ Гкал.}$$

Количество жителей, работников административных зданий:

$$N_{84} = \frac{F_{зo84}}{f} = \frac{2280}{30} = 76.$$

Средняя часовая тепловая нагрузка ГВС:

$$Q_{lm84} = \frac{78 \cdot 100 \cdot (55 - 5) \cdot 10^{-6}}{24} = 15,83 \cdot 10^{-3} \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение:

$$Q_{hm84}^{\Gamma} = 15,83 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 138,7 \text{ Гкал.}$$

1.5.3 Тепловой расчёт хозяйственного корпуса

Для расчёта рассмотрим хозяйственный корпус 107.

Расчетный коэффициент инфильтрации:

$$K_{up107} = 10^{-2} \cdot \sqrt{\left[2 \cdot 9,81 \cdot 3 \cdot \left(1 - \frac{273-35}{273+17} \right) + 2,9^2 \right]} = 0,044.$$

Расчет тепловых нагрузок на отопление отдельного здания определяется по укрупненным показателям:

$$Q_{o107}^{\max} = 0,95 \cdot 600 \cdot 0,69 \cdot (17 + 34) \cdot (1 + 0,044) \cdot 10^{-6} = 0,021 \text{ Гкал/ч.}$$

Годовая тепловая нагрузка на отопление:

$$Q_{o107}^{год} = 0,021 \cdot 5232 = 111,7 \text{ Гкал.}$$

ГВС для складских и хозяйственных корпусов обычно не предусмотрено.

Расчет тепловых нагрузок остальных зданий приведен в приложении А. Результаты расчета тепловых нагрузок и расходов теплоты на отопление и на горячее водоснабжение представлен в таблице в приложении А.

1.6 Расчет тепловых потерь

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии потребителям. Разработка нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии осуществляется выполнением расчетов нормативов для тепловой сети каждой системы теплоснабжения.

Нормативные значения потерь теплоносителя за отопительный год с его нормируемой утечкой, м³, определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.н}} = a \cdot V_{\text{год}} \cdot n_{\text{отоп}} \cdot 10^{-2}, \quad (7)$$

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/ч·м³, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$n_{\text{отоп}}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя производится по формуле:

$$Q_{\text{у.н}} = m_{\text{у.год.н}} \cdot \rho_{\text{год}} \cdot c \cdot [b \cdot \tau_{1\text{год}} + (1-b) \cdot \tau_{2\text{год}} - \tau_{\text{х.год}}] \cdot n_{\text{год}} \cdot 10^{-6}, \quad (8)$$

где $m_{\text{у.год.н}}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч;

$\rho_{\text{год}}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом b) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/ м³;

b - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (принимается 0,6);

$\tau_{1\text{год}}$ и $\tau_{2\text{год}}$ - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, °С;

$\tau_{\text{х.год}}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой

на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг °С.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются:

$$Q_{зан} = 1,5 \cdot V_{тр.з.} \cdot \rho_{зан} \cdot c \cdot (\tau_{зан} - \tau_x) \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

где $V_{тр.з.}$ - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³. Она также равняется $V_{год}$;

$\rho_{зан}$ - плотность воды, используемой для заполнения, кг/ м³;

$\tau_{зан}$ - температура воды, используемой для заполнения, °С;

τ_x - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, °С.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{из.н.год} = \sum (q_{из.н.} \cdot L \cdot \beta) \cdot 10^{-6}, \quad (10)$$

где $q_{из.н.}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации, ккал/ч·м;

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами.

1.6.1 Пример расчёта тепловых потерь

Для расчёта тепловых сетей рассмотрим пример участка № 5.

Определим нормативные значения потерь теплоносителя за отопительный год для участка №5:

$$G_{ут.н5} = 0,25 \cdot 0,242 \cdot 5232 \cdot 10^{-2} = 3,167.$$

Затем определим нормативные технологические потери тепловой энергии, Гкал, обусловленные потерями теплоносителя для того же участка тепловой сети:

$$\begin{aligned} Q_{у.н5} &= 6,052 \cdot 10^{-4} \cdot 5,37 \cdot 1 \cdot [0,6 \cdot 62 + (1 - 0,6) \cdot 48 - 5] \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = \\ &= 1,463 \cdot 10^{-3} \text{ Гкал.} \end{aligned}$$

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение трубопровода участка №5 и после плановых ремонтов определяются:

$$Q_{зан5} = 1,5 \cdot 0,242 \cdot 4,851 \cdot 1 \cdot (40 - 5) \cdot 10^{-6} = 6,166 \cdot 10^{-5} \text{ Гкал.}$$

Нормативные значения часовых тепловых потерь для среднегодовых условий эксплуатации трубопровода участка №5 равны:

$$Q_{из.н.год5} = 25 \cdot 24,81 \cdot 1,15 \cdot 10^{-6} = 7,133 \cdot 10^{-4} \text{ Гкал/ч.}$$

Расчёты остальных участков тепловой сети рассматриваемого района занесены в таблицу Приложения А.

1.7 Гидравлический расчет тепловой сети

Гидравлический расчет производится при разбиении тепловой сети на участки с заранее известными из теплового расчёта нагрузками на отопление и ГВС.

Расчетный расход теплоносителя на отопление, кг/с:

$$G_o^{\max} = \frac{Q_o^{\max} \cdot 10^6}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')}, \quad (11)$$

где c – теплоемкость воды;

τ_1', τ_2' - текущие температуры в подающем трубопроводе тепловой сети и обратном трубопроводе после системы отопления, $^{\circ}\text{C}$.

Расход теплоносителя на горячее водоснабжение, кг/с:

$$G_{hm} = \frac{Q_{hm} \cdot 10^6}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')}, \quad (12)$$

Зная расходы теплоносителя на участках и средние удельные потери на трение, находим диаметр $d_{\text{вн}}$ трубопровода и соответствующие значения $R_{\text{уд}}$:

$$d_{\text{вн}} = \frac{0,117 \cdot G^{0,38}}{R_{\text{уд}}^{0,19}}, \quad (13)$$

где G - расход теплоносителя на участке, кг/с;

$d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр, м;

$R_{\text{уд}}$ – удельные потери, Па/м.

По вычисленному значению $d_{\text{вн}}$ подбирается стандартный диаметр, по которому уточняется величина $R_{\text{уд}}$:

$$R_{\text{уд}} = \frac{13,62 \cdot 10^{-6} \cdot G^2}{d_{\text{см}}^{5,25}}, \quad (14)$$

Затем определяются потери на участке без учета местных сопротивлений,

м:

$$\Delta H = \frac{R_{y\partial} \cdot l_{\Sigma}}{9810}. \quad (15)$$

1.7.1 Пример гидравлического расчета участка тепловой сети

Для примера возьмём участок №2.

Для начала определим расход теплоносителя на отопление:

$$G_{o2}^{\max} = \frac{0,557 \cdot 10^6}{3600 \cdot (105 - 70)} = 4,424 \text{ кг/с.}$$

Расчет расхода теплоносителя на ГВС:

$$G_{hm2} = \frac{0,07 \cdot 10^6}{3600 \cdot (105 - 70)} = 0,533 \text{ кг/с.}$$

Для определения диаметра были предварительно рассчитаны суммарные расходы теплоносителя на каждый участок и, следовательно, можно определить внутренний диаметр трубопровода:

$$d_{вн2} = \frac{0,117 \cdot 0,367}{2,095} = 0,021 \text{ м.}$$

Рассчитываем удельные потери, подобрав стандартный диаметр:

$$R_{y\partial2} = \frac{13,62 \cdot 10^{-6} \cdot 5,125 \cdot 10^{-3}}{0,026} = 17,975 \text{ Па/м.}$$

И теперь можно найти потери на участке №2:

$$\Delta H_2 = \frac{17,975 \cdot 13,512}{9810} = 0,025 \text{ м.}$$

Результаты расчета остальных участков приведены в Приложении А.

1.8 Построение пьезометрического и температурного графика

1.8.1 Пьезометрический график

При проектировании и эксплуатации разветвленных тепловых сетей широко используется пьезометрический график, на котором в определенном масштабе нанесены рельеф местности, высота присоединенных зданий, напор в сети; по нему легко определить напор (давление) и располагаемый напор (перепад давлений) в любой точке сети и абонентских системах[19].

При построении графика на горизонтальной оси откладывают длину сети, а на вертикальной оси напоры. За начало координат в магистральных сетях принимается местоположение источника теплоты.

Значение длин и потери напора для каждого участка представлены в Приложении А.

1.8.2 Температурный график

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, которые обеспечивают регулировку отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в магистралях тепловых сетей. Их значения зависят от температуры окружающей среды.

Для данной тепловой сети применяется температурный график 105/70, где температура воды подающей магистрали 105°C , а обратной – 70°C .

1.9 Построение тепловой схемы котельной с паровыми котлами для закрытой системы теплоснабжения

На тепловых схемах котельных показывается основное и вспомогательное оборудование, объединяемое линиями трубопроводов для перемещения теплоносителей в виде пара и воды. На принципиальной схеме указывается лишь главное оборудование – котлы, подогреватели, деаэраторы, насосы и основные трубопроводы – без арматуры, всевозможных вспомогательных устройств и второстепенных трубопроводов, при этом не уточняется количество и

расположение оборудования.

При разработке и расчете тепловых схем котельных с паровыми котлами необходимо учитывать особенности их конструкции и эксплуатации. Надежность и экономичность паровых котлов зависит от постоянства расхода воды и пара через них, который не должен снижаться относительно установленного заводом-изготовителем.

1.10 Выбор оборудования котельной

1.10.1 Выбор котлов

Выбор котлов напрямую зависит от расчётной теплопроизводительности котельной. С помощью этой характеристики подбирается конкретный тип и определённое количество котлов.

В рассматриваемой котельной функционируют 3 паровых котла типа ДКВР 20-13, переведённые в водогрейный режим. Согласно общим сведениям о котельной для квартала № 74 два из трёх котлов были заменены относительно недавно (в 2012 и 2014 гг.) и их реконструкция или замена не требуется. Так как котлы эксплуатируются в среднем 25 лет.

Один из котлов был установлен в 1974 г. Его замена необходима в силу износа самого котла и дополнительной комплектации, включающей в себя экономайзеры, дымососы, вентиляторы и другие оборудования, которые также требуют замены.

И поэтому в силу реконструкции котельной требуется произвести установку нового котла. Для этого можно использовать котёл ДКВр-20-13-250С. Его тепловая производительность удовлетворяет заданным требованиям.

Котёл паровой ДКВр-20-13-250С(ТЧЗ) (Е-20-1,4-250Р) - паровой вертикально-водотрубный котёл с экранированной топочной камерой и кипяtilьным пучком, выполненных по конструктивной схеме «D», характерной особенностью которой является боковое расположение конвективной части котла относительно топочной камеры. Предназначен для работы на буром и каменном угле и имеет производительность равную 13 Гкал/ч с рабочим давлением 1,3 МПа.

В котле ДКВр-20-13-250С(ТЧЗ) (Е-20-1,4-250Р) применяется двухступенчатая схема испарения с установкой во второй ступени выносных циклонов. Это позволяет уменьшить процент продувки и улучшить качество пара при работе на питательной воде с повышенным содержанием солей. Во вторую ступень испарения входит часть труб боковых экранов переднего топочного блока. В котельный пучок вода подаётся из верхнего барабана через обогреваемые трубы последних рядов самого пучка.

Для применения котла ДКВр-20-13 в отоплении и ГВС его необходимо перевести в водогрейный режим. Перевод котла ДКВр - 20-13-250С(ТЧЗ) в водогрейный режим имеет ряд преимуществ:

1) при соблюдении технологических параметров предложенной схемы котлы ДКВР-20-13 неприхотливы в эксплуатации, не боятся многократных пусков и остановок. В короткий срок после растопки (в течение 20 мин.) котел набирает 100% нагрузку из холодного резерва;

2) увеличена теплопроизводительность котла ДКВР-20-13 с 11,2 Гкал/ч до 13,4 Гкал/ч;

3) численность эксплуатационного персонала котельной сокращена в два раза;

4) за счет повышения КПД и теплопроизводительности котлоагрегатов уменьшено потребление топливно-энергетических ресурсов в течение отопительного сезона.

Таблица 2 – Каталожные данные котла[1]

№ п/п	Наименование показателя	Параметры
1	2	3
1	Марка котла	ДКВр-20-13-250С
2	Тип котла	Паровой
3	Вид расчетного топлива	1 - Каменный уголь; 2 - Бурый уголь
4	Теплопроизводительность, ГКал/ч	13(11,2 до перевода в водогрейный режим)

Продолжение таблицы 2

1	2	3
5	Паропроизводительность, МВт	20
6	Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	1,3(13,0)
7	Расчетный КПД (топливо №1), %	86
8	Расчетный КПД (топливо №1), %	84
9	Расход расчетного топлива (топливо №1), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	2340
10	Расход расчетного топлива (топливо №2), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	4600
11	Габариты транспортабельного блока, LxVxH, мм	5350x3214x3992/ 5910x3220x2940/ 5910x3220x3310
12	Габариты компоновки, LxVxH, мм	11500x5970x7660

1.10.2 Выбор и описание топки

Одним из основных оборудований, входящих в дополнительную комплектацию к самому котлу, является топка.

Механические топки типа ТЧЗМ-2,7/5,6 предназначены для установки на водогрейных котлах типа КВ-ТС теплопроизводительностью 11,6; 23,2; 34,8 МВт (10, 20, 30 Гкал/ч) и в паровых котлах ДКВр-20-13(23).

В топках ТЧЗМ-2,7/5,6 процесс горения полностью механизирован. Крупные фракции разбрасываются по всей площади решетки, а мелкие отсеиваются в топочный объем воздухом, поступающим из системы пневмозаброса.

Топливо на колосниковое полотно топки ТЧЗМ-2,7/5,6 подается двумя пневмомеханическими забрасывателями [7].

1.10.3 Выбор и описание дутьевого вентилятора

Дутьевые вентиляторы предназначены для подачи воздуха в топки котельных агрегатов. Допустимая температура окружающего воздуха не ниже

минус 30°C и не выше 40°C.

Таблица 3 – Технические характеристики топки ТЧЗМ-2,7/5,6

Технические характеристики	
Диапазон изменения нагрузки %:	25-100
Коэффициент избытка воздуха	не более 1,35-1,5
Потери тепла от химического недожога, %:	не более 0,5
Потери тепла от механического недожога, %:	не более 7,0
Основной вид топлива:	каменные и бурые угли
Влажность топлива, %:	до 40
Зольность топлива, %:	до 35
Содержание мелочи (0-6 мм), %:	до 60
Максимальный размер куска, мм:	до 40

Для данной котельной используется дутьевой вентилятор ВДН 12,5.

Эксплуатация вентилятора ВДН-12,5-1000 предусмотрена в следующих условиях:

1) температура окружающей среды (перемещаемой среды): от минус 30°C до 40 °C;

2) при работе в качестве дымососа максимально допустимая температура перемещаемой среды на входе в вентиляторы 200 °C;

3) умеренный и тропический климат под навесом или в помещениях, где колебания температуры воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе, и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха.

4) вентиляторы могут работать в качестве дымососов только при запылённости перемещаемого воздуха 0,1 кг/м³.

1.10.4 Выбор и описание дымососа для котла

Дымосос – тягодутьевая машина, предназначенная для удаления дымовых газов, а именно продуктов сгорания топлива в котельной.

Дымосос центробежный котельный Д-13,5-1000 одностороннего всасывания из листовой углеродистой стали предназначен для отвода дымовых газов из топок паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности.

Таблица 4 - Технические характеристики дутьевой вентилятор ВДН-12,5

Диаметр рабочего колеса, м	1,25
Частота вращения рабочего колеса двигателя(синхронная), max, об/мин	1000
Установленная мощность двигателя, кВт	30
Потребляемая мощность, кВт	21,8
Производительность на всасывании, м ³ /ч	26600
Полное давление, Па	2430
Температура перемещаемой среды на всасывании, °С	30
КПД max, %	83
Предельная запыленность перемещаемой среды, г/м ³	0,1
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании, °С	200

Основными узлами дымососов Д-13,5-1000 являются: рабочее колесо, корпус (улитка), всасывающий патрубок, осевой направляющий аппарат, блок привода. Блок привода состоит из сварной рамы, ходовой части и электродвигателя. Ходовая часть состоит из корпуса, крышек, двух подшипниковых узлов, вала и соединительной упругой втулочно-пальцевой муфты, облегчающей замену двигателя.

Таблица 5 - Технические характеристики дымососа Д-13,5

Диаметр рабочего колеса, м	1,35
Частота вращения рабочего колеса двигателя(синхронная), max, об/мин	1000
Установленная мощность двигателя, кВт	90
Потребляемая мощность, кВт	69,3
Производительность на всасывании, м ³ /ч	50000
Полное давление, Па	1770
Температура перемещаемой среды на всасывании, °С	200
КПД max, %	70
Предельная запыленность перемещаемой среды, г/м ³	2
Предельная температура перемещаемой среды на всасывании, °С	200

1.10.5 Выбор сетевых насосов

Насосы сетевые применяются для перекачивания горячей воды в системах тепловых сетей

По установленным правилам в СНиП II-35-76 «Котельные установки» количество сетевых насосов должно быть не менее двух.

Согласно общему расходу сетевой воды на отопление и ГВС для данной котельной выбираем насосы Д630-90.

Насосы центробежные двустороннего входа типа Д и агрегаты электронасосные на их основе предназначены для перекачивания воды и химически активных нетоксичных жидкостей плотностью до 1100 кг/м³, вязкостью до 60 10⁻⁶ м²/с (60сСт), температурой до 368К (95°С), не содержащих твердых включений по массе более 0,05%, размеру более 0,2 мм и микротвердостью более 6,5 ГПа (650 кгс/мм²) [8].

Таблица 6 – Технические характеристики насоса Д630-90

Название агрегата	Номинальная подача, м ³ /ч	Номинальный напор, м	Электродвигатель		
			марка	кВт	об/мин
Д630 – 90а	550	74	АИР355S4	250	3000

1.10.6 Выбор подпиточного насоса

Насос, применяемый в системе водяного отопления, присоединяемой по независимой схеме к тепловой сети централизованной системы теплоснабжения. Устанавливается в тепловом пункте, если гидростатическое давление в системе отопления превышает давление в наружных теплопроводах и предназначается для заполнения системы и ее подпитки — возмещение потери (утечки) воды в процессе эксплуатации.

Для рассматриваемой котельной применяются подпиточные насосы К 80-50-200. Консольные насосы К 80-50-200 (а) предназначены для перекачивания воды производственно-технического назначения с рН от 6 до 9 (кроме морской) и других жидкостей, сходных с водой по плотности, вязкости

и химической активности в системах водоснабжения, отопления, циркуляции. Размер твердых включений до 0,2 мм с объемной концентрацией не более 0,1%.

Таблица 7 – Технические характеристики насоса К 80-50-200

Название агрегата	Номинальная подача, м ³ /ч	Номинальный напор, м	Электродвигатель		
			марка	кВт	об/мин
К 80-50-200	50	50	А 112 М-2	7,5	3000

1.10.7 Выбор питательного насоса

Питательные насосы предназначены для бесперебойного обеспечения котла водой при всех режимах работы.

В котельной будут использоваться насосы ЦНСГ 13-105.

Насос ЦНСГ 13-105 предназначен для перекачивания воды, имеющей водородный показатель рН 7-8,5, температурой до +105°С, с массовой долей механических примесей не более 0,1%, размером твердых частиц не более 0,1 мм с микротвердостью не более 1,47 ГПа. Применяется в системах горячего водоснабжения промышленных, административных и жилых объектов.

Таблица 8 – Технические характеристики насоса ЦНСГ 13-105

Название агрегата	Номинальная подача, м ³ /ч	Номинальный напор, м	Электродвигатель		
			марка	кВт	об/мин
ЦНСГ 13-105	13	105	АИР 132М2	7,5	3000

1.10.8 Выбор рециркуляционного насоса

Рециркуляционные насосы предназначаются в первую очередь для эффективного перекачивания теплоносителей в отопительных системах многоквартирных и частных домов, для рециркуляции воды из котельной или бойлерной в трубопроводы и для оптимизации давления внутри трубопроводов. Кроме того, рециркуляционный насос должен обеспечивать практически мгновенный доступ горячей воды к точкам водозабора и максимально быстро

доносить горячий теплоноситель до всех радиаторов отопления и подогрева полов.

WILO BL 40/180-7,5/2 используются в качестве рециркуляционных насосов.

1.11 Расчет толщины тепловой изоляции

Важным элементом при эксплуатации тепловых сетей является тепловая изоляция. Тепловая изоляция – материал, с помощью которого уменьшаются потери тепла при процессе теплопередачи теплоносителя и окружающей среды [16].

Выбор теплоизоляции производится по расчёту, основанному по нормированной плотности теплового потока через изолированную поверхность, значение которой принимается в зависимости от типа прокладки трубопровода, значения температуры и стандартного диаметра труб.

Расчет толщины тепловой изоляции трубопроводов δ_k по нормированной плотности теплового потока выполняют по формуле:

$$\delta_k = \frac{d \cdot (e^{2\pi\lambda_k R_k} - 1)}{2} \quad (16)$$

где d - наружный диаметр трубопровода, м;

e - основание натурального логарифма;

λ_k - теплопроводность теплоизоляционного слоя, $\lambda_k = 0,12 \frac{Вт}{м \cdot ^\circ C}$.

R_k - термическое сопротивление слоя изоляции, м $\cdot ^\circ C/Вт$, величину которого определяют в зависимости от способа прокладки трубопровода.

При подземной прокладке:

$$R_k = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1} - R_{nc} - (1 + \psi) \cdot (R_{nk} + R_k + R_{zp}) \quad (17)$$

где q_e - нормированная линейная плотность теплового потока, Вт/м

t_w - средняя за период эксплуатации температура теплоносителя (при параметрах теплоносителя 95/70 принимается 55°C);

t_e - среднегодовая температура окружающей среды (определяется в зависимости от вида прокладки трубопровода), $t_e = 5^\circ\text{C}$;

k_1 - коэффициент, $k_1 = 0,8$.

Термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя:

$$R_{\text{ис}} = \frac{1}{\alpha_e \cdot \pi \cdot (d + 0,1)} \quad (18)$$

где $\alpha_e, \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$ - коэффициент теплоотдачи с поверхности тепловой изоляции в окружающий воздух (при прокладке в каналах $\alpha_e = 8$; при надземной прокладке $\alpha_e = 29$);

d - наружный диаметр трубопровода, м.

Термическое сопротивление поверхности канала:

$$R_{\text{нк}} = \frac{P}{4\alpha_e \pi F} \quad (19)$$

где α_e - коэффициент теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала ($\alpha_e = 8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$);

F - внутреннее сечение канала, м^2 ;

P - периметр сторон по внутренним размерам, м.

Термическое сопротивление стенки канала:

$$R_{\text{к}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{ст}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{вз}}}{d_{\text{вз}}}, \quad (20)$$

где λ_{ct} - теплопроводность стенки канала (для железобетона $\lambda_{ct} = 2,04$ Вт/(м·°C));

$d_{нэ}$ - наружный эквивалентный диаметр канала, определяемый по наружным размерам канала, м.

Термическое сопротивление грунта:

$$R_{гр} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{гр}} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h}{d_{нэ}} + \sqrt{\frac{4 \cdot h^2}{d_{нэ}^2} - 1} \right), \quad (21)$$

где $\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, зависящая от его структуры и влажности (при отсутствии данных его значение можно принимать для влажных грунтов $\lambda_{гр} = 2-2,5$ Вт/(м·°C), для сухих грунтов $\lambda_{гр} = 1,0-1,5$ Вт/(м·°C));

h - глубина заложения оси теплопровода от поверхности земли, м. Согласно СНиП II-Г.3-62, глубина заложения металлических труб для северных районов РФ обычно составляет 3-3,5 м, для средней полосы - 2,5-3 м и для южных районов 1,25-1,5 м.

1.11.1 Пример расчёта толщины тепловой изоляции

Для расчёта рассмотрим участок 1.

Определим термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя:

$$R_{ис} = \frac{1}{8 \cdot 3,14 \cdot (0,53 + 0,1)} = 0,063 \left(\frac{\text{м} \cdot \text{°C}}{\text{Вт}} \right).$$

Термическое сопротивление поверхности канала:

$$R_{нк} = \frac{2,7}{4 \cdot 8 \cdot 0,405} = 0,066 \left(\frac{\text{м} \cdot \text{°C}}{\text{Вт}} \right).$$

Расчет термического сопротивления стенки канала:

$$R_k = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,14} \cdot \ln \frac{0,78}{0,6} = 0,02 \left(\frac{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}{\text{Вт}} \right).$$

Расчет термического сопротивления грунта:

$$R_{\text{гр}} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,78} + \sqrt{\frac{4 \cdot 3^2}{0,78^2} - 1} \right) = 0,217 \left(\frac{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}{\text{Вт}} \right).$$

Определение термического слоя изоляции при подземной прокладке:

$$R_k = \frac{55 - 5}{68 \cdot 0,8} - 0,063 - (1 + 0,43) \cdot (0,066 + 0,02 + 0,217) = 0,421 \left(\frac{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}{\text{Вт}} \right).$$

После определения всех термических сопротивлений участка один можно приступить к расчёту толщины тепловой изоляции трубопровода:

$$\delta_k = \frac{0,53 \cdot (e^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,12 \cdot 0,421} - 1)}{2} = 0,099 \text{ м}.$$

Расчёт остальных участков представлен в Приложении Б в таблице 35.

1.11.2 Выбор тепловой изоляции труб

Теплоизоляционная конструкция должна обеспечивать нормативный уровень тепловых потерь оборудованием и трубопроводами, безопасную для человека температуру их наружных поверхностей, требуемые параметры теплоносителя при эксплуатации.

Конструкции тепловой изоляции трубопроводов и оборудования должны отвечать требованиям:

1) энергоэффективности - иметь оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации;

2) эксплуатационной надежности и долговечности - выдерживать без снижения теплозащитных свойств и разрушения эксплуатационные, температурные, механические, химические и другие воздействия в течение расчетного срока эксплуатации;

3) безопасности для окружающей среды и обслуживающего персонала при эксплуатации и утилизации [СНиП 41-03-2003].

Материалы, используемые в теплоизоляционных конструкциях, не должны выделять в процессе эксплуатации вредные, пожароопасные и взрывоопасные, неприятно пахнущие вещества, а также болезнетворные бактерии, вирусы и грибки, в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации, установленные в санитарных нормах.

При выборе материалов и изделий теплоизоляционных конструкций следует учитывать (для 20 °С и выше):

- 1) месторасположение изолируемого объекта;
- 2) температуру изолируемой поверхности;
- 3) температуру окружающей среды;
- 4) требования пожарной безопасности;
- 5) агрессивность окружающей среды или веществ, содержащихся в изолируемых объектах;
- 6) коррозионное воздействие;
- 7) материал поверхности изолируемого объекта;
- 8) допустимые нагрузки на изолируемую поверхность;
- 9) наличие вибрации и ударных воздействий;
- 10) требуемую долговечность теплоизоляционной конструкции;
- 11) санитарно-гигиенические требования;
- 12) температуру применения теплоизоляционного материала;
- 13) теплопроводность теплоизоляционного материала;

- 14) температурные деформации изолируемых поверхностей;
- 15) конфигурацию и размеры изолируемой поверхности;
- 16) условия монтажа (стесненность, высотность, сезонность и др.).

В состав конструкции тепловой изоляции в качестве обязательных элементов входит (для поверхностей с положительной температурой):

- 1) теплоизоляционный слой;
- 2) покровный слой;
- 3) элементы крепления.

В состав конструкции тепловой изоляции в качестве обязательных элементов входит (для поверхностей с отрицательной температурой):

- 1) теплоизоляционный слой;
- 2) пароизоляционный слой;
- 3) покровный слой;
- 4) элементы крепления.

Пароизоляционный слой следует предусматривать также при температуре изолируемой поверхности ниже 12 °С.

Необходимость установки пароизоляционного слоя в конструкции тепловой изоляции для поверхностей с переменным температурным режимом (от положительной к отрицательной температуре и наоборот) определяется расчетом для исключения накопления влаги в теплоизоляционной конструкции.

Антикоррозионные покрытия изолируемой поверхности не входят в состав теплоизоляционных конструкций.

Так же стоит отметить, что в зависимости от применяемых конструктивных решений, в состав конструкции могут входить:

- 1) выравнивающий слой;
- 2) предохранительный слой.

Предохранительный слой следует предусматривать при применении металлического покровного слоя для предотвращения повреждения пароизоляционных материалов [СП 61.13330.2012].

В рассматриваемой системе теплоснабжения тепловая изоляция

выполнена из минералваты. Данная изоляция используется с советских времен и имеет наибольшее распространение на теплосетях.

Материалы на основе минеральных и базальтовых ват, укладываемые на трубопроводы в виде матов и скорлуп. Материалы укрываются оцинкованными лентами и листами или асбоцементными составами с целью укрытия от ультрафиолетового излучения и повышения жесткости конструкции. Для защиты от коррозии применяется антикоррозионное покрытие в виде лаков, красок и мастик.

Преимущества:

- а) высокая пожаробезопасность;
- б) устойчива к ультрафиолетовому излучению;
- в) высокая ремонтпригодность при внешней прокладке - подлежит восстановлению на месте;
- г) экологически безопасна.

Недостатки:

- а) высокие тепловые потери и низкая влагоизоляция;
- б) низкая стойкость антикоррозионных покрытий;
- в) невозможность бесканальной прокладки, то есть дополнительные затраты на монтаж каналов;
- г) высокий уровень трудозатрат и продолжительные сроки выполнения работ;
- д) отсутствие возможности контроля после нанесения изоляции, низкая вандалоустойчивость.

Был рассмотрен альтернативный вариант в силу улучшенной способности теплоизоляционных свойств. Таковым вариантом является пенополимерминеральная изоляция (ППМ). Данная изоляция уменьшает потери тепла на 20-30%

Теплоизоляция труб ППМ - это разработка российских ученых. При выполнении теплоизоляции смесь жидких компонентов пенополиуретана и неорганического зернистого материала (песок, щебень, крошка и другое),

заливается равномерно между разъемной формой и изолируемой трубой. Вспененный материал легко заполняет свободное пространство и затвердевает. Труба с изоляцией легко удаляется из формы за счет применения слоя покрытия. Дозирование материалов обеспечивается весовым или объемным методом. Контроль изоляции на трубах доступный по всей длине – визуальный, по твердости внешней корки и другим показателям на образцах, взятых непосредственно из покрытия, при этом трубы не бракуются, а легко восстанавливаются. Весь необходимый набор фасонных изделий и запорной арматуры изготавливается в ППМ по специальным формам. Прочность адгезионной связи материал трубы – изоляция определен системой применяемых компонентов и не требует использования антикоррозионной защиты [Анализ современных видов изоляции трубопроводов].

Преимущества:

- а) сочетание эластичности и, в то же время, твердости, которые дают широкий диапазон использования;
- б) низкий коэффициент теплопроводности (0,044 Вт/м·К);
- в) долговечность и надежность службы 25-30 лет;
- г) высокая технологичность на современном оборудовании;
- д) устойчивость против коррозии;
- е) биологически нейтральна, химически стойка к воздействию слабых кислот и щелочей, морской воды и действию микроорганизмов, плесени, гниению;
- ж) низкое водопоглощение;
- з) отсутствует необходимость в системе ОДК для постоянного контроля за увлажнением ППМ изоляции, что существенно снижает затраты на эксплуатацию;
- и) эксплуатация при температуре окружающей среды от -80°С до +130°С;
- к) возможность вариации толщиной слоя изоляции для учета требований различных климатических условий (использование более толстого слоя изоляции для северных районов)

л) возможность бестраншейной прокладки.

м) изолирование стыков в полевых условиях не требует специального оборудования и оснастки;

н) при получении значительных дефектов изоляции в результате операций перемещения и монтажа труб в ППМ, все ремонтные работы производятся в полевых условиях.

о) высокая вандалоустойчивость при работе (транспортировке и монтаже) с трубами в ППМ связана с высокой прочностью поверхностного слоя и отсутствием оцинкованного покрытия.

Недостатки:

а) при наземной прокладке необходима защита от воздействия ультрафиолетовых лучей с помощью кремний органических или фасадных акриловых красок;

б) низкая пожаростойкость;

в) необходимость укрытия при хранении перед подземной прокладкой от длительного воздействия ультрафиолетовых лучей.

1.12 Водоподготовка

1.12.1 Методы водоподготовки

Жидкость, используемая в теплоэнергетике, подлежит обязательному очищению, как перед ее применением, так и после него. Прохождение через очистительные сооружения позволяет защитить трубы и котлы от возникновения коррозий, образования накипи, а также обеззаразить стоки для дальнейшего их возврата в окружающую среду.

Водоподготовка позволяет выявить необходимость использования определенных реагентов и составить оптимальную схему очистительного сооружения.

На сегодняшний день цель реконструкции системы химической водоподготовки котельной заключается в получении более качественного сырья

при минимальной затрате средств.

Одним из самых современных, эффективных и безопасных методов является водоподготовка озонированием для получения деминерализованной воды производительность 100 л/час, активно использующая высокие окислительные свойства озона. Он способен окислить как растворенные соли, так и металлы. При этом предотвращается опасность использования препаратов хлора, озонирование воды очищенной в системах водоподготовки позволяет не только обезвредить химикаты, но и насытить жидкость кислородом, образующимся в результате реакции окисления. Такой способ дает возможность избежать применения таких химикатов, как хлор, гипохлорит натрия и др. Он решает главную проблему фильтрации воды для котельных – это ее обессоливание и обезжелезивание. Применяемые картриджи для станции озонной водоподготовки практически полностью очищают жидкость до состояния готовой к употреблению. Метод не получил повсеместного распространения из-за своей высокой энергозатратности. Постоянная выработка оборудованием озона требует большого количества электричества, что для многих предприятий слишком дорого.

С целью снижения расходов многие предприятия отдают предпочтение автоматическому управлению процессом водоподготовки для котельных, сертификаты которых говорят о соответствии техники всем установленным стандартам. Применение современных фильтров для обессоливания или осветления воды обеспечивает высокие результаты, которые уберегут технику от образования накипи и коррозий.

Одной из важнейших задач водоподготовка на котельных ставит устранение известкового налета. Наиболее распространенным является термический метод. Суть его заключается в увеличении температуры жидкости до такого показателя, при котором будут разрушаться соли вредных веществ. Метод подходит не для всех случаев, потому что растворяет лишь часть химикатов. Более действенным считается магнитная водоподготовка,

использование ультразвука для котельных, которые не только разрушают соли кальция и магния при помощи постоянного магнитного поля, но и не дают им оседать на сорбционных элементах. Они откладываются в виде мягкого шлама в специальных резервуарах. Данный метод эффективен не только для умягчения жидкости, но также хорошо зарекомендовал себя в борьбе с бактериями и другими химическими веществами.

Помимо устранения солей из жидкостей очень важной для котельной является нейтрализация железа, находящегося в ней. Его присутствие может привести к поломке котлоагрегата. Для решения этой проблемы можно использовать аппарат электромагнитной водоподготовки, который при помощи ионного обмена нейтрализует анионы и катионы железа. Кроме устранения этого вещества, аппарат справляется также с множеством других видов загрязнений. Такие процессы, как деминерализация, обеззараживание оборотной воды на котельной могут осуществляться при помощи УФ-излучения. Для этого необходимы специальные камеры с входом и выходом для воды и лампы, которая и будет основным элементом этой схемы. Жидкость, подвергшаяся воздействию УФ-лучей, будет направляться в котлоагрегат, а образовавшийся шлам удаляется из резервуара. Стандартная водоподготовка на котельной химическая водоочистка обезжелезивание, при которой является обязательной процедурой, может проходить как с использованием реагентов, так и без них. Для фильтрации железа можно применять системы обратного осмоса, озонирование, ионообменный метод и другие. Выбор зависит от объемов используемой жидкости и степени ее загрязнения. Нельзя говорить об универсальности какого-либо способа, потому что каждый из них имеет свои плюсы и минусы, характерные только для него.

1.12.2 Определение производительности водоподготовительной установки

Определяем производительность ВПУ для подпитки закрытой тепловой сети.

Суммарная тепловая мощность на котельной при работе 3-х котлов

составляет:

$$Q_{\Sigma} = 13 \cdot 3 = 39 \text{ Гкал/ч.}$$

На основе промышленного опыта, рекомендуется применять расчетный объем воды сети 50 м^3 на 1 Гкал/ч .

$$\text{Объем воды в тепловых сетях равен } V_{\text{г}} = 39 \cdot 50 = 1950 \text{ м}^3.$$

Производительность ВПУ для подпитки тепловой сети на котельной при часовой потере $0,5\%$ объема воды сети $Q_{\text{ВПУ}} = 1950 \cdot 0,005 = 9,75 \text{ т/ч}$.

Выбираем ионитные фильтры типа ФИПа, которые используются на водоподготовительных установках электростанций, промышленных и отопительных котельных и предназначен для обработки воды с целью удаления из нее катионов накипеобразователей.

2 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РАЙОНА

При реконструкционных мероприятиях на котельной, связанных с заменой котла и оборудования, так же произошли изменения в электрических нагрузках. И поэтому одной из важных задач был расчёт требуемой нагрузки на котельную, в результате которого было подобрано новое или заменено старое электрооборудование.

2.1 Расчёт электрических нагрузок на котельной

Для удобного расчёта были сведены в таблицу 9 известные величины рассматриваемых электроприёмников.

Таблица 9 – Характеристики электроприёмников котельной

№ п/п	По заданию				По справочным данным	
	Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП, нф	Номинальная мощность, кВт		Ки	tgφ
			одного ЭП	общая		
1	Сетевой насос	3	250	750	0,8	0,69
2	Питательный насос	3	55	165	0,75	0,75
3	Подпиточный насос	2	7,5	15	0,8	0,62
4	Рециркуляционный насос	3	7,5	30	0,75	1,02
5	Дымосос	3	55	165	0,7	0,75
6	Дутьевой вентилятор	3	30	90	0,7	0,67
7	Дробилка ВДП-15	1	11	11	0,8	0,62
8	Заброс угля	1	7,2	7,2	0,65	1,333
9	Углеподача	1	22	22	0,6	1,4
10	Циклон батарейный ЦБ-42	3	25	75	0,8	0,75
	ИТОГО	23	470,2	1323		

Используя значения из таблицы 9, производится определение электрических нагрузок в котельной. Выполняется данный шаг расчёта для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии.

При справочных данных, а именно паспорта электроприёмника, находится номинальная (установленная) активная мощность данного оборудования.

Установленная мощность:

$$P_{уст} = \sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot n, \quad (22)$$

$$P_{уст} = 1323 \text{ кВт},$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность – алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей, входящих в группу электроприёмников (ЭП), выражается формулой:

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n q_{номi} = \sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot n \cdot tg\phi, \quad (23)$$

$$Q_{ном} = 961 \text{ квар},$$

где $tg\phi$ - паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности.

Средние активные и реактивные мощности характерной группы:

$$P_{cp} = P_{уст} \cdot K_{II}, \quad (24)$$

$$P_{cp} = 1018 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\phi, \quad (25)$$

$$Q_{cp} = 735,46 \text{ квар},$$

где K_{II} - коэффициент использования, характеризующий использование мощности ЭП по сравнению с их номинальной мощностью отдельного ЭП или группы ЭП.

Определяется эффективное число электроприемников:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum P_{уст}}{P_{ном.мах.эп}}, \quad (26)$$

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot 1323}{250} = 10,582 \text{ шт.},$$

где $P_{ном.мах.эп}$ – номинальная мощность максимально мощного ЭП.

С помощью формулы (27) и найденных ранее величин находим средневзвешенный коэффициент использования групп ЭП:

$$K_{u.ср.} = \frac{\sum P_{ср}}{\sum P_{уст}}, \quad (27)$$

$$K_{u.ср.} = \frac{1018}{1323} = 0,769.$$

Коэффициент расчетной мощности K_P зависит от эффективного числа ЭП, средневзвешенного коэффициента использования. Определяется по таблице 10.

Таблица 10 - Коэффициенты расчётной мощности K_P

$n_{э}$	Коэффициент использования K_u							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}, \quad (28)$$

$$P_p = 0,9 \cdot 1018 = 916,024 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность:

При $n_3 \leq 10$ и $K_u \geq 0,2$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}, \quad (29)$$

При $n_3 > 10$ и $K_u < 0,2$

$$Q_p = Q_{cp}. \quad (30)$$

Так как $n_3 > 10$, то расчетная реактивная мощность равна средней:

$$Q_p = 735,46 \text{ (квар).}$$

Полная расчётная нагрузка ЭП котельной:

$$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)}; \quad (31)$$

$$S_p = \sqrt{916,024^2 + 735,46^2} = 1175 \text{ кВА.}$$

Полученные расчётные мощности ЭП представлены в таблице 11

Таблица 11 – Средние и расчетные мощности электроприёмников

Исходные данные	Средняя мощность группы ЭП		n _э	K _р	Расчетная мощность		
	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар					
Сетевой насос	600	414					
Питательный насос	123,75	92,813					
Подпиточный насос	12	7,44					
Рециркуляционный насос	16,875	17,212	-	-	-	-	
Дымосос	115,5	86,625					
Дутьевой вентилятор	63	42,21					
Дробилка ВДП-15	8,8	5,456					
Заброс угля	4,68	6,224					
Углеподача	13,2	18,48					
Циклон батарейный ЦБ-42	60	45					
Итого	1018	735,46	11	0,9	916,02	735,46	1175

Следующим этапом расчёта электрической нагрузки котельной будет нахождение осветительной нагрузки.

Осветительным оборудованием помещения котельной являются источники света, такие как лампы ДРИ со следующими характеристиками:

$$P_{уд.ДРИ} = 0,0025 \text{ кВт/м}^2$$

$$tg \varphi_{ДРИ} = 0,62$$

$P_{уд.ДРИ}$ - удельная электрическая нагрузка лампы ДРИ.

$tg \varphi_{ДРИ} = 0,62$ - коэффициент осветительной нагрузки.

Расчетная активная нагрузка на освещение определяется по формуле:

$$P_{р.осв} = P_{уд.ДРИ} \cdot F; \tag{32}$$

где F – площадь, освещаемой территории.

$$P_{p.осв} = 0,0025 \cdot 2088 = 5,22 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка освещения определяется согласно формуле:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ДРИ}}; \quad (33)$$

$$Q_{p.осв} = 5,22 \cdot 0,62 = 3,24 \text{ квар.}$$

И соответственно полная нагрузка на освещение:

$$S_{p.осв} = \sqrt{((P_{p.осв})^2 + (Q_{p.осв})^2)}; \quad (34)$$

$$S_{p.осв} = \sqrt{((5,22)^2 + (3,24)^2)} = 6,14 \text{ кВА.}$$

Суммарная нагрузка котельной равна:

$$P_{\Sigma.кот} = P_{p\Sigma} + P_{p.осв.кот\Sigma} = 916,024 + 5,22 = 921,244 \text{ кВт;}$$

$$Q_{\Sigma.кот} = Q_{p\Sigma} + Q_{p.осв.кот\Sigma} = 735,46 + 3,24 = 738,7 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка котельной:

$$S_{p.кот} = \sqrt{P_{\Sigma.кот}^2 + Q_{\Sigma.кот}^2} \quad (35)$$

$$S_{p.кот} = \sqrt{921,244^2 + 738,7^2} = 1181 \text{ кВА.}$$

2.1.1 Выбор трансформатора

Для выбора трансформаторов, питающих данную котельную необходимо рассчитать полную нагрузку. Полная электрическая нагрузка включает в себя нагрузку котельной, жилых и административных домов, складские помещения и внешнее освещение.

Суммарная расчетная нагрузка центра питания определяется:

$$S_{p.ПП} = \sqrt{\left[(P_{\Sigma.кот} \cdot k_{рм} + \Delta P_l + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{\Sigma.кот} \cdot k_{рм} + \Delta Q_{mp} - \Delta Q_{кy})^2 \right]} \quad (36)$$

Определим потери мощности на элементы электрической сети по приближённым данным:

$$\Delta P_l = 0,03 \cdot S_p ; \quad (37)$$

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot S_p ; \quad (38)$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_p . \quad (39)$$

В расчете учитывается мощность компенсирующих устройств. Она определяется по формуле:

$$Q_{кy} = P_p'' \cdot (tg \varphi_p - tg \varphi_3) , \quad (40)$$

где $tg \varphi_3 = 0,4$

Расчётный коэффициент мощности определим так:

$$tg \varphi_p = \frac{Q_p''}{P_p''} ; \quad (41)$$

где P_p'' и Q_p'' определим как суммы необходимых активных и реактивных нагрузок, соответственно:

$$P_p'' = P_{\Sigma.кот} \cdot k_{рм} + \Delta P_l + \Delta P_{mp} ; \quad (42)$$

$$Q_p'' = Q_{\Sigma.кот} \cdot k_{рм} + \Delta Q_{mp} . \quad (43)$$

Проведение расчетов выявило следующие данные:

$$S_p = S_{p.кот} = 1181 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{\Delta} = 0,03 \cdot 1181 = 35,425 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot 1181 = 23,617 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot 1181 = 118,1 \text{ квар};$$

$$P_p'' = 921,245 \cdot 0,9 + 35,425 + 23,617 = 888,162 \text{ кВт};$$

$$Q_p'' = 738,7 \cdot 0,9 + 118,083 = 782,914 \text{ квар};$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_p''}{P_p''} = \frac{782,914}{888,162} = 0,88;$$

$$Q_{\text{кв}} = 888,162 \cdot (1,13 - 0,4) = 652,294 \text{ квар};$$

$$S_{p.ТП} = \sqrt{[(888,162)^2 + (394,25)^2]} = 956,58.$$

На основе полученной расчетной нагрузки определяется номинальная мощность силового трансформатора на котельную

$$S_{н.ТП} = \frac{S_{p.ТП}}{n \cdot k_3}; \quad (44)$$

$$S_{н.ТП} = \frac{956,58}{2 \cdot 0,7} = 683,27 \text{ кВА}.$$

Используя справочные данные, подбираем трансформатор для 10 кВ линии по ближайшей номинальной мощности силового трансформатора. Выбираем трансформатор ТМ-1000/10-У1:

$$S_{н.мп} \geq S_{н.ТП}; \quad (45)$$

$$S_{н.мп} = 1000 \text{ кВА}.$$

Далее следует сделать проверку использования использованной номинальной мощности в послеаварийном режиме работы трансформатора.

Должно выполняться условие:

$$k_{n.авар} \leq 1,4 \quad (46)$$

$$k_{n.авар} = \frac{S_{p.ТП}}{(n-1) \cdot S_{н.тп}} \quad (47)$$

$$k_{n.авар} = \frac{956,58}{1000} = 0,96$$

$$0,96 \leq 1,4$$

Условие выполняется, и окончательно принимаются два трансформатора с $S_H = 1000$ кВА. Технические данные трансформатора сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Технические данные трансформатора

Мощность, S_H кВА	ВН, $U_{ВН}$ кВ	$U_{НН}$, кВ	Схема и группа соединения обмоток	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$U_{кз}$ к.з., %	I_{xx} , %
ТМ-1000/10	10	0,4	Д/УН-11; У/УН- 0; УН/Д-11	1,6	10,8	5,5	0,75

2.1.2 Выбор питающей кабельной линии на котельную

Сечения жил кабелей выбираются по экономической плотности тока и проверяются по нагреву и термической стойкости при КЗ.

Сечения жил кабеля по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{pl}}{j_{\text{э}}}, \quad (48)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Принимаем для кабелей с пластмассовой изоляцией при $T_{\text{макс}}=4500$ ч, $j_{\text{э}}=1,7$ А/мм²;

$I_{пл}$ – расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы, А.

$$I_{пл} = \frac{S_{рТП}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (49)$$

где $S_{рТП}$ - расчётная нагрузка ТП на котельную, кВА;

n - количество кабелей;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение питающей линии.

$$I_{пл} = \frac{956,58}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 276,14 \text{ А};$$

$$F_{\varphi} = \frac{276,14}{1,7} = 162,44 (\text{мм}^2).$$

Подобрав требуемое сечение кабеля, необходимо проверить условие послеаварийного режима:

$$I_{н.ав.} \leq I_{дон}; \quad (50)$$

$$I_{н.ав.} = \frac{956,58}{(5-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 345,18 (\text{А}). \quad (51)$$

Для найденных параметров подходит алюминиевый кабель АВВГ 3х240. Его параметры приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры кабеля АВВГ 3х240

Марка кабеля	Сечение жилы F, мм ²	Удельное активное сопротивление r_0 , Ом/км	Удельное реактивное сопротивление, x_0 , Ом/км	Допустимая токовая нагрузка, А
АВВГ 3х240	185	0,132	0,0587	359

Проверяем кабельную линию данного сечения на потерю напряжения и потери активной мощности:

$$\Delta u_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{pl} \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{ном} \cdot 1000}, \quad (52)$$

где I_{pl} - расчетный ток питающей линии, А

r_0 - удельное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

x_0 - удельное реактивное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

$U_{ном}$ - напряжение питающей линии, кВ;

l - длина участка питающей линии, км.

$$\Delta P_{кл} = I_{pl}^2 \cdot \frac{r_0}{2} \cdot l; \quad (53)$$

Подставим известные значения для определения потерь:

$$\Delta u_p = \frac{\sqrt{3} \cdot 276,14 \cdot 0,15 \cdot (0,132 \cdot 0,776 + 0,0587 \cdot 0,623)}{0,4 \cdot 1000} = 0,025 \%$$

$$\Delta P_{кл} = 276,14^2 \cdot \frac{0,132}{2} \cdot 0,15 = 0,755 \text{ (кВт)}$$

2.1.3 Выбор питающей кабельной линии на ТП

Для выбора питающей кабельной линии от ПС 110/10 кВ до ТП 1000/10/0,4 необходимо определить расчётную нагрузку ТП на шину высокого напряжения.

Расчетная нагрузка ТП на шинах высокого напряжения;

$$S_{p.вн} = S_{p.тп} + \Delta S_{mp}; \quad (54)$$

где ΔS_{mp} - потери полной нагрузки трансформатора, кВА.

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot S_{p.ТП} = 0,02 \cdot 956,58 = 19,13 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_{p.ТП} = 0,1 \cdot 956,58 = 95,66 \text{ квар};$$

$$\Delta S_{mp} = \sqrt{(\Delta P_{mp})^2 + (\Delta Q_{mp})^2} = \sqrt{(19,13)^2 + (95,66)^2} = 97,55 \text{ кВА};$$

$$S_{p.ВН} = 956,58 + 97,55 = 1054 \text{ кВА}.$$

Сечения жил кабеля выбираются по формуле 48 плотности, как и при выборе на питающую линию 0,4 кВ котельной.

Расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы I_{pl} определяется по формуле (48), за исключением замены нагрузки на шину высокого напряжения $S_{pВН}$, количества кабелей n и номинального напряжения линии $U_{ном}$:

$$I_{pl} = \frac{S_{pВН}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1054}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 30,43 \text{ А}.$$

Тогда сечение жил равняется:

$$F_s = \frac{30,43}{1,7} = 17,9 (\text{мм}^2).$$

Проведём проверку послеаварийного режима, рассчитав необходимый ток:

$$I_{n.ав.} = \frac{S_{pВН}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1054}{\sqrt{3} \cdot 10} = 60,86 \text{ А}.$$

Послеаварийный режим может возникнуть в случаях, когда одна из линий отключается, а оставшаяся несёт двойную нагрузку. Сечение жил кабеля для такого режима выбирается по условию:

$$I_{п.ав.} \leq I_{доп}, \tag{55}$$

По заданным параметрам выбираем кабель ААБл 3х35 с допустимым током $I_{дон} = 106 \text{ А}$.

Схема внешнего электроснабжения котельной от двухтрансформаторной подстанции показана на рисунке 1.

Подробный расчет электрических нагрузок и выбора кабелей и трансформаторов приведен в приложении В.

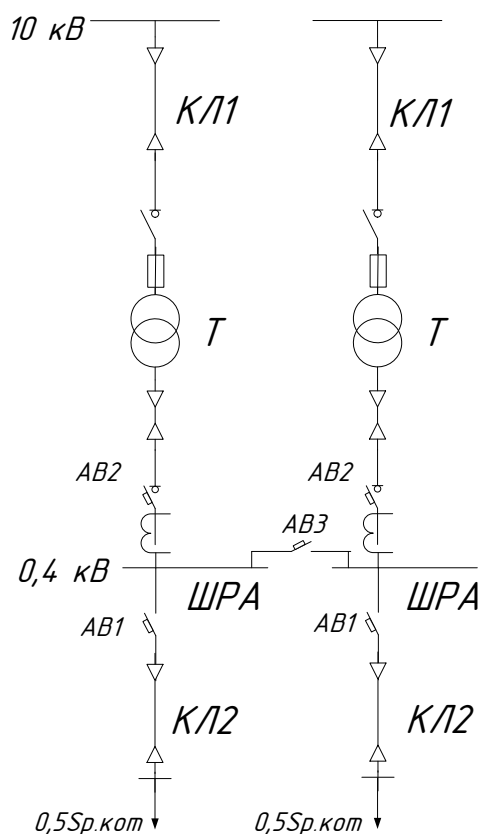


Рисунок 1 – Схема внешнего электроснабжения котельной

2.2 Расчёт токов короткого замыкания

Для того чтобы осуществить правильный выбор коммутационной аппаратуры, шинопроводов, кабелей и другого электрооборудования необходимо произвести расчет токов КЗ.

Составим расчетную схему, демонстрирующую точки КЗ и элементы, влияющие на величину этого же тока (рисунок 2).

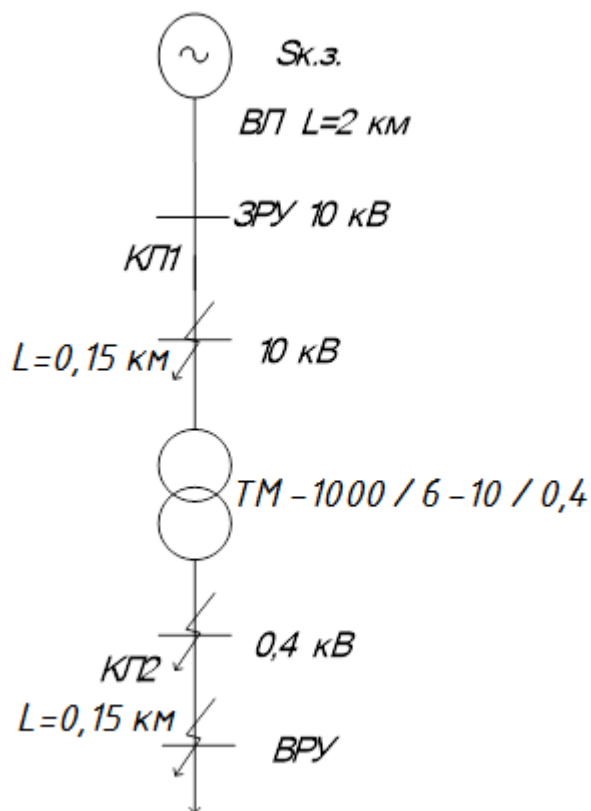


Рисунок 2 – Расчётная схема

Так же необходима схема замещения (рисунок 3).

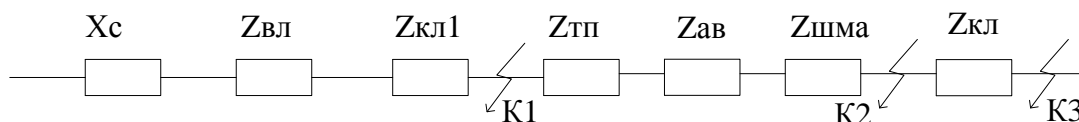


Рисунок 3 – Схема замещения

2.2.1 Расчёт тока короткого замыкания на 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}; \quad (56)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом;

$U_{осн}$ – основное напряжение принимается, как $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{\left(\sum x_l + x_{сис}^2\right) + \left(\sum r_l\right)^2} = \sqrt{\left(x_{к11} + x_{к12} + x_{сис}\right)^2 + \left(r_{к11} + r_{к12}\right)^2}, \quad (57)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (58)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{к}^{(3)}; \quad (59)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (60)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (61)$$

Произведем расчет токов КЗ по предыдущим формулам:

Мощность КЗ принимаем как $S_{кз} = 140$ МВА.

$$x_{сис} = \frac{U_{осн}^2}{S_{кз}} = 0,79 \text{ Ом.}$$

Сопротивление КЛ будет определяться как:

$$x_{кЛ1} = \frac{x_0}{2} \cdot l = \frac{0,095}{2} \cdot 2 = 0,143 \text{ Ом,}$$

$$r_{кЛ1} = \frac{r_0}{2} \cdot l = \frac{0,92}{2} \cdot 2 = 1,38 \text{ Ом.}$$

Сопротивлений двухцепной кабельной линии от РП 10 кВ до шин ТП 10/0,4:

$$x_{кЛ2} = \frac{x_0}{2} \cdot l = \frac{0,059}{2} \cdot 0,15 = 0,0044 \text{ Ом;}$$

$$r_{кЛ2} = \frac{r_0}{2} \cdot l = \frac{0,132}{2} \cdot 0,15 = 0,0099 \text{ Ом;}$$

$$Z = \sqrt{(0,143 + 0,0044 + 0,79)^2 + (1,38 + 0,0099)^2} = 1,675 \text{ Ом;}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,02} = 3,62 \text{ кА;}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,62 = 3,14 \text{ кА;}$$

$$T_a = \frac{0,934}{314 \cdot 1,39} = 0,0021;$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0021}} = 1,01;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,01 \cdot 3,14 = 5,17 \text{ кА.}$$

2.2.2 Расчет токов КЗ 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП (точка К2), и в конце отходящей линии (точка К1). За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

При расчете токов КЗ в сетях напряжением до 1000 В, необходимо учитывать активные и реактивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

1) Автоматические выключатели АВ2

Выключатели АВ2 выбираются по нагрузке на шинах низкого напряжения:

$$I_{p.} = \frac{S_{p.кТП}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{956,58}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 690,35 \text{ А};$$

В качестве выключателей АВ2, выбираем по справочным данным два одинаковых выключателя с номинальным током не менее 1474 А, т.е. выключатели ВА 55-41 на номинальное напряжение 0,4 кВ и номинальный ток $I_{ном.ав2} = 1000 \text{ А}$.

2) Секционный автоматический выключатель АВ3.

Секционный автомат включается, когда в работе находится только один из двух трансформаторов, установленных на ТП. Таким образом, секционный выключатель должен быть рассчитан на ток, соответствующий мощности одной из шин. Автомат должен работать как в режиме переноса нагрузки второй системы шин на первую, так и в обратном режиме, поэтому он выбирается по мощности шин, питающих большую нагрузку.

Принимаем, что нагрузка на шинах ТП распределена равномерно и равна $0,5 \cdot S_{p.тп}$ тогда ток, соответствующий этой мощности равен:

$$I_{p.сек.вык} = \frac{0,5 \cdot S_{p.тп}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 956,58}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 690,35 \text{ А};$$

Выбираем автомат серии ВА 55-41, работающий на напряжении 0,4 кВ и с максимальным номинальным током до 1000 А.

3) Автоматический выключатель АВ1

Выбор автоматов АВ1 осуществляется по номинальному току шин котельной. Расчетный ток будет равен 276А, следовательно, выбираем

выключатель ВА 5139 [28]. Сопротивления выбранных выключателей сведем в таблицу 14.

Таблицы 14– Сопротивления выключателей

Выключатель	Марка выключателя	$r_{авт}, \text{ Ом}$	$x_{авт}, \text{ Ом}$
АВ1	ВА 5139	$0,65 \cdot 10^{-3}$	$0,17 \cdot 10^{-3}$
АВ2, АВ3	ВА 55-41	$0,25 \cdot 10^{-3}$	$0,13 \cdot 10^{-3}$

4) Шинопроводы ТП 10/0,4

Шины на низкой стороне выбираются по максимально возможному току и номинальному напряжению.

$$I_{р.шпра} = \frac{S_{р.кот}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{956,58}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1382,34 \text{ А};$$

Выбираем 2 шинопровода типа ШМА4-1600, с номинальным током 1600А и длиной 2,5 м.

Таблица 15 – Сопротивления шинопровода

Марка	$r_{шма}, \text{ Ом/км}$	$x_{шма}, \text{ Ом/км}$	$z_{шма}, \text{ Ом/км}$	$l_{шма}, \text{ м}$
ШМА4-1600	0,03	0,014	0,033	5

В качестве примера произведем расчет токов короткого замыкания для точки КЗ .

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(x_{тр} + x_{шма} + x_{ав.2} + x_{ав.3} + x_{ав.1} + x_{кл})^2 + (r_{тр} + r_{шма} + r_{ав.2} + r_{ав.3} + r_{ав.1} + r_{кл})^2}; \quad (62)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{u_k \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{T.ном}} \cdot 10^3; \quad (63)$$

$$r_T = \frac{P_k \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}}; \quad (64)$$

$$x_T = \sqrt{(z_m^2 - r_m^2)}; \quad (65)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания, % (таблица 12);

P_k - потери короткого замыкания, кВт (таблица 12).

$$z_T = \frac{u_k \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{T.ном}} \cdot 10^3 = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 1000} \cdot 1000 = 0,0088 \text{ Ом};$$

$$r_T = \frac{P_k \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} = \frac{10,8 \cdot 0,4^2}{1000} = 0,00173 \text{ Ом};$$

$$x_T = \sqrt{(0,0088^2 - 0,00173^2)} = 0,00863 \text{ Ом};$$

Так как на ТП установлено 2 трансформатора ТМ 1000/10/0,4, итоговое сопротивление ТП определится как:

$$r_{ТП} = \frac{r_T}{2} = \frac{0,00173}{2} = 0,00086 \text{ Ом};$$

$$x_{ТП} = \frac{x_T}{2} = \frac{0,00863}{2} = 0,00431 \text{ Ом};$$

$$z_{ТП} = \sqrt{(0,00086^2 + 0,00431^2)} = 0,0044 \text{ Ом};$$

Сопротивление кабельной с учетом многоцепной линии определится как:

$$x_{кл} = \frac{x_0}{4} \cdot l_{кл} = \frac{0,059}{4} \cdot 0,15 = 0,0022 \text{ Ом};$$

$$r_{кл} = \frac{r_0}{4} \cdot l_{кл} = \frac{0,132}{4} \cdot 0,15 = 0,00495 \text{ Ом};$$

$$z_{КЛ} = \sqrt{(0,00495^2 + 0,0022^2)} = 0,0054 \text{ Ом};$$

Сопротивление автоматов АВ2:

$$r_{\text{экв.}AB2} = \frac{r_{AB2}}{2} = \frac{0,25 \cdot 10^{-3}}{2} = 1,25 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

$$x_{\text{экв.}AB2} = \frac{x_{AB2}}{2} = \frac{0,13 \cdot 10^{-3}}{2} = 6,5 \cdot 10^{-5} \text{ Ом};$$

$$z_{\text{экв.}AB2} = \sqrt{(1,25 \cdot 10^{-4})^2 + (6,5 \cdot 10^{-5})^2} = 1,41 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

Сопротивление ШМА:

$$x_{\text{шма}} = \frac{x_{0\text{шма}}}{2} \cdot l_{\text{шма}} = \frac{0,005}{2} \cdot 0,005 = 1,25 \cdot 10^{-5} \text{ Ом};$$

$$r_{\text{шма}} = \frac{r_{0\text{шма}}}{2} \cdot l_{\text{шма}} = \frac{0,015}{2} \cdot 0,005 = 3,75 \cdot 10^{-5} \text{ Ом};$$

$$z_{\text{шма}} = \sqrt{(3,75 \cdot 10^{-5})^2 + (1,25 \cdot 10^{-5})^2} = 3,95 \cdot 10^{-5} \text{ Ом};$$

Сопротивление автомата АВ3:

$$r_{AB3} = 0,25 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$x_{AB3} = 0,13 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$z_{AB3} = \sqrt{(0,25 \cdot 10^{-4})^2 + (0,13 \cdot 10^{-4})^2} = 2,82 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

Сопротивление автомата АВ1:

$$r_{\text{экв.}AB1} = \frac{r_{AB1}}{2} = \frac{0,65 \cdot 10^{-3}}{2} = 3,25 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

$$x_{\text{экв.}AB1} = \frac{x_{AB1}}{2} = \frac{0,17 \cdot 10^{-3}}{2} = 8,5 \cdot 10^{-5} \text{ Ом};$$

$$z_{\text{экв.}AB1} = \sqrt{(1,25^2 + 0,65^2)} \cdot 10^{-4} = 1,4 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

$$Z = z_{KIII} + z_{KII} + z_{\text{экв.}AB2} + z_{\text{шма}} + z_{\text{экв.}AB3} + z_{\text{экв.}AB1};$$

(66)

$$Z = 4,4 \cdot 10^{-3} + 5,42 \cdot 10^{-3} + 1,41 \cdot 10^{-4} + 3,95 \cdot 10^{-5} + 2,82 \cdot 10^{-4} + 3,36 \cdot 10^{-4} = 0,011 \text{ Ом};$$

Расчёт токов КЗ, как правило, проводится для проверки аппаратов и токоведущих устройств на устойчивость при КЗ. Поэтому необходимо определять наибольшее возможное значение тока КЗ при одинаковом сопротивлении всех трёх фаз. Наибольший ток КЗ будет при трёхфазном КЗ независимо от наличия или отсутствия нулевого провода.

Ток трёхфазного КЗ, кА, определяется по формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{U_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot Z} \cdot 10^3, \text{ кА} \quad (67)$$

$$I_{\text{КЗ}}^3 = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0088} \cdot 10^3 = 26,2 \text{ кА};$$

Ударный ток КЗ определяется из выражения:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^3, \quad (68)$$

где k_y - ударный коэффициент, который в установках до 1000 В из-за наличия большого активного сопротивления, обуславливающего быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ, меньше, чем в установках выше 1000 В.

Если не требуется точное определение ударного тока КЗ, можно принимать $k_y=1,3$ при КЗ на главных распределительных щитах, которые питаются от трансформаторов мощностью 630...1000 кВА при $u_K, \% = 5,5\%$.

$$i_y = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 21,76 = 39,99 \text{ кА};$$

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (69)$$

где $\frac{z_{mp}}{3}$ - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

z_n - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом .

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$Z_{II} = \ell \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0H})^2 + (x_{0\phi} + x_{0H} + 2x'_0)^2}, \quad (70)$$

где r_{ϕ} , x_{ϕ} - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

r_N , x_N - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом;

x'_0 - удельное внешнее индуктивное сопротивление петли.

При одинаковых сечениях фазного и нулевого проводов:

$$z_{II} = z_{KL} = \sqrt{(0,00495^2 + 0,0022^2)} = 0,0054 \text{ Ом};$$

Если в качестве нулевого защитного проводника используется четвертая жила или металлическая оболочка кабеля, то его внешнее индуктивное сопротивление мало и при расчетах не учитывается. Таким образом

$$z_n = z_{KL} = 0,0054 \text{ Ом};$$

Сопротивление петли нулевого и фазного провода:

$$\frac{z_{mp}}{3} = 0,001 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{kmn}}{3}} = \frac{1,05 \cdot 0,22}{0,0054 + 0,0015} = 33,56 \text{ кА};$$

Таблица 16 – Результаты расчета токов КЗ

т. КЗ	$U_{НОМ.}, \text{кВ}$	$I_{\text{КЗ}}^3, \text{кА}$	$i_{\text{V.КЗ}}, \text{кА}$	$I_{\kappa}^{(1)}, \text{кА}$
К1	10	3,62	5,17	–
К2	0,4	44,43	81,68	157,5
К3	0,4	26,2	39,99	33,56

2.3 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

2.3.1 Выбор выключателей

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном дистанционном или автоматическом управлении.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные, импортные и т.д

Выбор выключателей производится по нескольким условиям:

- 1) по роду установки;
- 2) номинальному току и напряжению;
- 3) по проверке на динамическую и термическую стойкость.

Для выбора выключателей необходимо знать проходящие через них токи:

$$I_{\text{расч1}} = I_{\text{расч2}} = \frac{S_{\text{р.Завод}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1181}{\sqrt{3} \cdot 10} = 68,18 \text{ А};$$

$$I_{\text{расч3}} = \frac{S_{\text{р.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1054}{\sqrt{3} \cdot 10} = 60,86 \text{ А}.$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое

значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}}; \quad (71)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе;

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 20 = 0,113 \text{ кА.}$$

Сама аperiodическая составляющая в отключаемом токе равна:

$$i_{a,\text{норм}} = \sqrt{2}(1 + \beta_{\text{норм}})I_{\text{откл.ном}}; \quad (72)$$

$$i_{a,\text{норм}} = \sqrt{2}(1 + 0,4)20 = 39,6 \text{ кА.}$$

Таблица 17 – Каталожные и расчетные данные при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.а}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.а}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 68,18 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{н.о}} = I_{\text{к}}^{(3)}$
$I_{\text{вкл.ном}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{н.о}}$
$i_{\text{вкл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,2 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{н.о}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{н.о}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 0,55 \text{ кА}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{a,\text{норм}} = 39,6 \text{ кА}$	$I_{a,e} = 28,4 \text{ кА}$	$i_{a,\text{норм}} \geq \sqrt{2}I_{\text{откл.ном}} + i_{a,\tau}$

По расчетным и каталожным параметрам при соблюдении условий выбора подходит выключатель ВМПЭ-10-630-20.

2.3.2 Выбор сборных шин на распределительном пункте 10 кВ

Шины распределительных устройств выбираются по нагреву максимальным расчётным током $I_{расч.мах}$ и проверяются на электродинамическую и термическую стойкость .

При выборе шин по нагреву учитываются наиболее тяжёлые послеаварийные и ремонтные режимы. Допустимый ток шины $I_{доп}$ должен быть не менее $I_{п.ав}$.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется сравнением механического напряжения в материале шины σ_p с допустимыми значениями $\sigma_{доп}$:

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_p. \quad (73)$$

Механические напряжения в материале шины, возникающие под действием изгибающего момента, МПа

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (74)$$

где i_y – ударный ток КЗ, А;

l – расстояние между опорными изоляторами, см (принимается равным 1 м);

a – расстояние между осями шин смежных фаз, см (принимается равным $a=0,25$ м);

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³, который при расположении шин плашмя вычисляется как:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (75)$$

где b и h – соответственно меньший и больший размеры сторон

поперечного сечения шины.

$$W = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 1,06 \text{ см}^3.$$

Расчётные напряжения в материале шины:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{5170^2 \cdot 1^2}{0,25 \cdot 1,06} = 1,747 \text{ МПа},$$

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимального допустимого сечения:

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \tag{76}$$

где C – расчётный коэффициент, $C=91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$

$$F = \frac{\sqrt{0,55}}{0,091} = 8,15 \text{ мм}^2.$$

Таблица 18 – Выбор шин РП

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети.ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети.ном.}$
$I_{доп} = 165 \text{ А}$	$I_{max} = 68,86 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = I_{прод.доп.} \geq I_{п.ав}$
$\sigma_{доп} = 70 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 12,34 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
$F = 45 \text{ мм}^2$	$F_T = 8,15 \text{ мм}^2$	$F \geq F_T = \sqrt{B_K} / C_T$

По заданным параметрам подходит шина АД31Т -15х3.

2.3.3 Выбор разъединителей

Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Разъединители, отделители и

выключатели нагрузки выбирают по напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току, а в режиме короткого замыкания проверяют термическую и электродинамическую стойкость.

По заданным и каталожным данным подходит разъединитель РЛНДС–I–10.IV/400 УХЛ1.

Таблица 19 - Выбор разъединителей

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{расч} = 60,86 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{пр.скв} = 25 \text{ кА}$	$I_{н.о} = 3,6 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq I_{н.о}$
$I_T^2 \cdot t_T = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 0,55 \text{ кА}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

2.3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по тем же условия, что и ранее выбранные аппараты напряжением выше 1кВ. Произведём выбор трансформатора тока для питающей линии. Результаты выбора сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор трансформатора тока

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети ном.}$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_p = 60,86 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{прод.расч}$
$i_{дин} = 31,8 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,2 \text{ кА}$	$i_{дин} = k_{дин} \sqrt{2} I_{1ном} \geq i_{уд}$
$B_{Кном} = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 0,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{тер} = I_{тер.норм}^2 t_K \geq B_K \text{ при } t_K < t_{тер.норм}$

По результатам таблицы 20 выбираем трансформатор тока ТОЛ-10.

2.3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются :

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (77)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для выбора мощности ТН на стороне НН определим суммарную нагрузку от подключаемых приборов, которая указана в таблице 21.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Число обмоток	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	ЦМ 120	1	1	1	-	2	2	-
Варметр	СТ3021	1,5	2	1	-	2	6	-
Счетчик АЭ	ЦЭ6812	2	2	0,38	0,925	4	3,04	14,72
Счетчик РЭ	ЦЭ6812	2	2	0,38	0,925	4	3,04	14,72
Ваттметр	СР3021-1	1,5	2	1	-	2	6	-
Итого							20,08	29,44

Вторичная нагрузка ТН на шинах 10 кВ:

$$S_{2расч} = 0,5 \cdot \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (78)$$

$$S_{2расч}=0,5\sqrt{20,08^2 + 29,44^2} = 35,6 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-У2.

Таблица 22 - Выбор трансформатора напряжения

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 35,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

2.4 Выбор и проверка оборудования на напряжение 0,4 кВ

2.4.1 Выбор и проверка шинопроводов

В качестве шинопроводов низкого напряжения ТП 1000/10/0,4 были выбраны шинопроводы типа ШМА4-1600 в защищенном исполнении.

Магистральные шинопроводы типа ШМА в защищенном исполнении имеют три шины. Нулевой шиной шинопровода служат два алюминиевых уголка, расположенных вне корпуса и используемых для крепления шинопроводов. Каждая фаза шинопровода ШМА выполнена из двух алюминиевых изолированных шин прямоугольного сечения.

Магистральный шинопровод ШМА комплектуют из прямых секций длиной 0,75, 1,5, 3 и 3,5 м., угловых, тройниковых, ответвительных, присоединительных и подгоночных секций. Кроме того, выполняют специальные секции: гибкие - для обхода препятствий и фазировочные - для изменения чередования фаз. Основной вид секций шинопроводов ШМА - прямая длиной 3 м. Из набора секций комплектуют шинопровод любой сложности. Шины смежных секций соединяют сваркой или специальным одноболтовым сжимом. Стремятся наибольшее число секций шинопровода выполнять сваркой.

Существует модернизированная конструкция шинопровода ШМА, который имеет четыре шины, расположенных внутри корпуса, - три фазные и одну нулевую.

В качестве шинопроводов ВРУ цехов выбираем шинопроводы типа ШРА.

Применение распределительных шинопроводов дает возможность быстрого и безопасного присоединения новых и отсоединения убираемых электроприемников без снятия напряжения с шинопровода (без перерыва в работе остальных электроприемников). Крепление шинопроводов типа ШРА выполняем на стойках на высоте 1,5 м над полом, на тросах к фермам здания.

Шинопроводы выбирают по расчетному току I_p из условия $I_p \leq I_{НОМ}$.

$$I_{раб.ШРА} = \frac{S_{р.кот} \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{956,58 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 691,17 \text{ А};$$

$$I_n \geq I_{раб.ШРА};$$

$$800 \text{ А} \geq 691,7 \text{ А};$$

Выбираем шинопровод марки ШРА 73У3-800 длиной 41 м.

Шинопровод проверяется по потери напряжения:

$$\begin{aligned} \Delta u_{шра} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_{раб} \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_n} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 0,6912 \cdot 0,041 \cdot (0,1 \cdot 0,6 + 0,13 \cdot 0,8)}{0,4} = 1,2\%; \end{aligned}$$

$$\Delta u_{шма} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,382 \cdot 0,033 \cdot (0,03 \cdot 0,93 + 0,014 \cdot 0,41)}{0,4} = 0,66\%;$$

Т.к. отклонения напряжения не превышают допустимого в пределах $\pm 10\%$ номинального, следовательно, шинопроводы выбраны верно.

2.4.2 Проверка автоматических выключателей

Автоматические выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках или недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей.

Выбор типа автоматических выключателей определяется: электрическими

характеристиками электроустановки, условиями эксплуатации, нагрузками и необходимостью дистанционного управления, вместе с типом предусматриваемой в будущем телекоммуникационной системы.

Таблица 23 – Выбор и проверка автомата

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{сети.ном.} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети.ном.}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{прод.расч.} = 276 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{прод.расч.}$
$i_{дин} = 80,6 \text{ кА}$	$i_{уд} = 5,2 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{П,0} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{П,0}$

По справочным и найденным параметрам подходит автомат ВА57-39.

Аналогично проверяются и остальные выключатели.

2.5 Расчёт электрической нагрузки на жилые здания

Расчётная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, приведенная к вводу жилого дома, находится по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв.уд} n, \quad (79)$$

где $p_{кв.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв;

n – количество квартир.

Так при расчёте электрической нагрузки квартир, следует учесть силовую нагрузку электроприёмников P_c , приведенная к вводу жилого дома. Она складывается из лифтовых нагрузок и нагрузок на санитарно-технические устройства:

$$P_c = P_{п.л.} + P_{ст.у}. \quad (80)$$

Мощность для лифтовых установок вычисляется согласно формуле:

$$P_{p.l.} = k'_c \sum_1^{n_l} P_{n_l} \quad (81)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется зависимостью от количества лифтов.

n_l - количество лифтовых установок.

P_{n_l} - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном принимаем равной 7 кВт.

Нагрузка на санитарно-технические $P_{ст.у.}$, определяется по установленной мощности с учётом коэффициента спроса k''_c согласно справочным данным:

$$P_{ст.у.} = k''_c \sum_1^n P_{ст.у.} \quad (82)$$

где k''_c - коэффициент спроса электродвигателей СТУ;

$P_{ст.у.}$ - мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

n - количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c \quad (83)$$

где k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников.

Пример расчета здания №9.

Расчёт активной и реактивной мощностей на квартиры:

$$P_{кв9} = 1,28 \cdot 84 = 107,52 \text{ кВт};$$

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \phi_{кв}; \quad (84)$$

$$Q_{кв9} = 107,52 \cdot 0,2 = 21,504 \text{ квар.}$$

Расчёт активной и реактивной мощностей на лифты:

$$P_{р.л.9} = 0,9 \cdot 1 \cdot 7 = 6,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.л.} = P_{р.л.} \cdot \operatorname{tg} \phi_{р.л.}; \quad (85)$$

$$Q_{кв9} = 6,3 \cdot 1,17 = 7,371 \text{ квар.}$$

Расчёт активной и реактивной мощностей на СТУ:

$$P_{сту9} = 1 \cdot 1 \cdot 5 = 5 \text{ кВт};$$

$$Q_{сту} = P_{сту} \cdot \operatorname{tg} \phi_{сту}; \quad (86)$$

$$Q_{сту9} = 5 \cdot 0,75 = 3,75 \text{ квар.}$$

Расчётная активная и реактивная мощность для жилого дома равняется:

$$P_{р.ж.д.9} = 107,52 + 0,9(6,3 + 5) = 117,69 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ж.д.} = Q_{кв} + k_y (Q_{лифт} + Q_{сту}) \quad (87)$$

$$Q_{р.ж.д.9} = 21,504 + 0,9(7,371 + 3,75) = 31,513 \text{ квар.}$$

Полная мощность жилого дома находится по формуле

$$S_{р.ж.д.9} = \sqrt{P_{р.ж.д.9}^2 + Q_{р.ж.д.9}^2} \quad (88)$$

$$S_{р.ж.д.9} = \sqrt{117,69^2 + 31,513^2} = 121,836 \text{ кВА.}$$

2.6 Расчёт электрической нагрузки общественных зданий и сооружений

Расчёт электрической нагрузки общественного типа имеет аналогичный

вид, как и расчёт у жилых зданий. Так же в жилом доме может находиться общественное сооружение (аптеки, магазины, парикмахерские и т.п.) и при расчёте полной нагрузки, следует это учесть.

Активная нагрузка общественного сооружения имеет следующий вид:

$$P_{p.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (89)$$

где $P_{уд.общ.зд}$ - удельная мощность общественных зданий, кВт/единица.

n - количественный показатель, зависящий от рассматриваемого общественного здания.

Рассмотрим пример здания №4. Оно является жилым домом с двумя продовольственными магазинами.

Так как в здании присутствует нагрузка потребителей жилого дома и общественного сооружения, то электрическая нагрузка будет определяться по формуле:

$$P_{p.n.} = P_{здmax} + \sum_1^n k_{yi} P_{зdi}, \quad (90)$$

где $P_{здmax}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт;

$P_{зdi}$ - расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприёмников).

Расчёт нагрузки на квартиры:

$$P_{кв4} = 1,3 \cdot 100 = 130 \text{ кВт};$$

$$Q_{кв4} = 130 \cdot 0,2 = 26 \text{ квар.}$$

Расчёт нагрузки на СТУ:

$$P_{сту4} = 0,75 \cdot 5 \cdot 5 = 18,75 \text{ кВт};$$

$$Q_{сту4} = 18,75 \cdot 0,75 = 14,063 \text{ квар.}$$

Расчёт нагрузки продовольственного магазина:

$$P_{р.общ.зд4} = 0,2 \cdot 150 = 30 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.общ.зд} = P_{р.общ.зд} \cdot \text{tg}\phi; \quad (91)$$

$$Q_{р.общ.зд4} = 30 \cdot 0,7 = 21 \text{ квар.}$$

Общая активная нагрузка здания определяется согласно формуле (90)

$$P_{р.н.4} = 130 + 0,9 \cdot 18,75 + 2 \cdot 0,6 \cdot 30 = 182,875 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяем реактивную мощность, а в последствии и полную нагрузку на дом.

$$Q_{р.н.} = Q_{зд \max} + \sum_1^n k_{yi} Q_{зdi} \quad (92)$$

$$Q_{р.н.4} = 26 + 0,9 \cdot 14,063 + 2 \cdot 0,6 \cdot 21 = 63,856 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка:

$$S_{р.н.4} = \sqrt{P_{р.н.4}^2 + Q_{р.н.4}^2} \quad (93)$$

$$S_{р.н.4} = \sqrt{182,875^2 + 63,856^2} = 193,703 \text{ кВА.}$$

Результаты расчётов электрических нагрузок зданий размещены в таблице

24

Таблица 24 - Расчёт электрических нагрузок

№ дом	Объект	Руд, кВт/кв	n	P, кВт	tg	Q, квар	P _Σ , кВт	Q _Σ , квар	S _Σ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Гараж	0,5	66	33	0,25	8,25	33	8,25	34,1
2	Жилой дом 5 эт.	1,3	100	130	0,2	26	148	39,5	153,2
	сту	5	5	20	0,75	15			
3	Административное здание 1 эт.	0,045	1507	67,815	0,57	38,6	67,8	38,655	78,1
4	Жилой дом 5 эт,	1,3	100	130	0,2	26	176,7	50,202	183,8
	сту	5	5	20	0,75	15			
	Магазин 2 шт.	150	0,2	30	0,7	21			
5	Жилой дом 5 эт.	1,4	50	70	0,2	14	85,3	37,475	93,1
	сту	5	4	17	0,75	12,75			
6	Жилой дом 2 эт.	1,23	35	43,05	0,2	8,61	47,5	11,985	49,1
	сту	5	1	5	0,75	3,75			
7	Жилой дом 5 эт.	1,9	30	57	0,2	11,4	61,5	14,775	64,6
	сту	5	1	5	0,75	3,75			
8	Жилой дом 5 эт.	2,1	40	84	0,2	16,8	91,2	22,2	93,8
	сту	5	2	8	0,75	6			
9	Жилой дом 14 эт	1,28	84	107,52	0,2	21,5	117,6	31,513	121,8
	сту	5	1	5	0,75	3,75			
10	Жилой дом 5 эт.	1,385	63	87,255	0,2	17,4	91,7	32,24	97,6
	сту	5	6	23,4	0,75	17,5			
102	Жилой дом 5 эт.	1,09	154	167,86	0,2	33,5	172	53,82	180
	сту	5	8	30	0,75	22,7			
101	Детский сад	0,045	144	67,81	0,2	16,9	67,8	16,95	34,1
100	Жилой дом 6 эт.	0,86	160	137,6	0,2	27,5	409,8	291,4	502,9
	сту	5	8	30	0,75	22,5			
	Магазин пром. Товаров 10 шт.	0,14	156	21,84	0,48	10,4			
	Магазин прод. товаров 3 шт.	0,22	156	34,32	0,75	25,7			
	сту	5	8	30	0,75	22,7			

2.7 Расчет электрических нагрузок внешнего освещения

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (94)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с лампами ДРЛ250.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 25.

Таблица 25– Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	P_{oc} , кВт	$tg\varphi$	Q_{oc} , кВт	S_{oc} , кВА
Краснофлотская	0,38	7,8	2,964	0,62	1,838	3,487
Пушкина	0,2	7,8	1,56	0,62	0,967	1,836
Фрунзе	0,37	7,8	2,886	0,62	1,789	3,396
Лазо	0,205	7,8	1,599	0,62	0,991	1,881
Итого	1,155		9,009		5,585	10,597

2.8 Расчёт полной нагрузки района и выбор трансформатора

Для выбора трансформаторов, питающего данный квартал, необходимо рассчитать полную нагрузку. Полная электрическая нагрузка включает в себя нагрузку котельной, жилых и административных домов, складские помещения и внешнее освещение.

Суммарная расчетная нагрузка центра питания определяется:

$$S_{p.цп} = \sqrt{\left[(P_p' \cdot k_{рм} + \Delta P_l + \Delta P_{тр})^2 + (Q_p' \cdot k_{рм} + \Delta Q_{тр} - \Delta Q_{ку})^2 \right]} \quad (95)$$

На стадии проектирования, ввиду отсутствия точных данных об элементах

системы электроснабжения, потери в элементах электрической сети определяются по приближенным формулам:

$$P'_p = \Sigma P_{p.эд.} + \Sigma P_{p.осв.ул.}; \quad (96)$$

$$Q'_p = \Sigma Q_{p.эд.} + \Sigma Q_{p.осв.ул.}; \quad (97)$$

$$S_p = \sqrt{[(P'_p)^2 + (Q'_p)^2]}; \quad (98)$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_p; \quad (99)$$

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot S_p; \quad (100)$$

$$\Delta P_l = 0,03 \cdot S_p; \quad (101)$$

В расчете учитывается мощность компенсирующих устройств. Она определяется по формуле:

$$Q_{ку} = P''_p \cdot (tg \varphi_p - tg \varphi_3) \quad (102)$$

где $tg \varphi_3 = 0,4$.

Расчётный коэффициент мощности определим так:

$$tg \varphi_p = \frac{Q''_p}{P''_p}; \quad (103)$$

где P''_p и Q''_p определим как суммы необходимых активных и реактивных нагрузок, соответственно:

$$P''_p = P'_p \cdot k_{pm} + \Delta P_l + \Delta P_{mp}; \quad (104)$$

$$Q''_p = Q'_p \cdot k_{pm} + \Delta Q_{mp}. \quad (105)$$

В результате получаются следующие значения искомых нагрузок:

$$P_p' = 1578 + 9,09 = 1587 \text{ кВт};$$

$$Q_p' = 610,74 + 5,586 = 616,33 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{[(P_p')^2 + (Q_p')^2]} = \sqrt{[(1587)^2 + (616,33)^2]} = 1702 \text{ кВА};$$

$$\Delta P_{\Delta} = 0,03 \cdot 1702 = 51,07 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot 1702 = 34,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot 1702 = 170,23 \text{ квар};$$

$$P_p'' = (1578 + 9,09) \cdot 0,9 + 51,07 + 34,05 = 1513 \text{ кВт};$$

$$Q_p'' = (616,33 + 5,586) \cdot 0,9 + 119,62 = 724,93 \text{ квар};$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_p''}{P_p''} = \frac{724,93}{1513} = 0,48;$$

$$Q_{\text{сy}} = 1513 \cdot (0,48 - 0,4) = 119,62 \text{ квар};$$

$$S_{p.\text{цп}} = \sqrt{[(1587 \cdot 0,9 + 51,07 + 34,05)^2 + (616,33 \cdot 0,9 + 170,23 - 119,62)^2]};$$

$$S_{p.\text{цп}} = 1630 \text{ кВА}.$$

На основе полученной расчетной нагрузки определяется номинальная мощность силового трансформатора на ГПП.

$$S_{\text{н.ГПП}} = \frac{S_{p.\text{цп}}}{n \cdot k_s}; \tag{106}$$

$$S_{\text{н.ГПП}} = \frac{1630}{2 \cdot 0,7} = 1164,29 \text{ кВА}.$$

Используя справочные данные, подбираем трансформатор по ближайшей номинальной мощности силового трансформатора. Выбираем трансформатор ТМ-1600/10- У1:

$$S_{н.тр} \geq S_{н.ГПП}; \quad (107)$$

$$S_{н.тр} = 1600 \text{ кВА.}$$

Далее следует сделать проверку использования использованной номинальной мощности в послеаварийном режиме работы трансформатора.

Должно выполняться условие:

$$k_{н.авар} \leq 1,4 \quad (108)$$

$$k_{н.авар} = \frac{S_{р.ЦП}}{(n-1) \cdot S_{н.тр}} \quad (109)$$

$$k_{н.авар} = \frac{1630}{1600} = 1,019$$

$$1,019 \leq 1,4.$$

Следовательно, трансформатор подобран верно.

Выбор остального оборудования аналогичен примеру с расчётом для котельной.

3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Объекты и сооружения, связанные с выработкой тепла и электричества, представляют значительную опасность как для работников предприятий, так и для населения в целом. Помимо этого, может быть нанесен ущерб и окружающей среде. Одним из таких объектов особого внимания является производственно-отопительная котельная.

При сжигании органического топлива в топках промышленных и коммунальных котлоагрегатах и теплогенераторах производится тепловая энергия (водяной пар или горячая вода на отопление или горячее водоснабжение). Котельные установки, предназначенные для снабжения паром предприятий, принято называть производственными котельными; в случае, когда котельная вырабатывает пар и нагревает воду для предприятия и нужд отопления, ее называют производственно-отопительной; и когда котельная установка сооружается лишь для потребностей отопления и горячего водоснабжения, ее называют отопительной. Представленные котельные могут быть различной мощности: различают котельные с паропроизводительностью до 30 т/ч и выше 30 т/ч.

В данной работе рассматривается реконструкция системы теплоснабжения и электроснабжения квартала № 74 города Благовещенск. Была произведена замена котлов и вспомогательного оборудования, что так же повлияло на замену электрооборудования.

В текущем разделе изучалась пожарная безопасность и экологичность на производственно-отопительной котельной. Помимо этого, рассматривались возможные чрезвычайные ситуации в котельном сооружении.

Для каждой котельной установки, до первого пуска должна быть составлена с учетом местных условий эксплуатационная инструкция, в которую необходимо включить требования по пожарной безопасности. Инструкция со схемами установки и план эвакуации персонала в случае взрывов и пожаров должны находиться на рабочих местах.

3.1 Безопасность

3.1.1 Меры безопасности

1) При эксплуатации котлов должны выполняться организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность условия труда, а именно:

- наличие и выполнение производственных инструкций по эксплуатации;
- наличие инструкций по безопасности труда на рабочих местах;
- выполнение работ повышенной опасности по нарядам;
- до начала проведения каких-либо работ, связанных с осмотром или ремонтом котла, вспомогательного оборудования и т. д., необходимо снизить давление в котле до нуля, отключить его от рабочих трубопроводов заглушками, отключить электрические схемы вспомогательного оборудования, вывесить (запрещающие, предупреждающие, указывающие) плакаты по ТБ. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала необходимо установить защитный короб на взрывном клапане.

2) Не разрешается:

- принимать и сдавать дежурство во время ликвидации аварии и неисправностей на оборудование котла до их устранения;
- оставлять котел без надзора до полного прекращения горения топлива и снижения давления в котле до нуля;
- заклинивать предохранительные клапаны котла и изменять их регулировку на давление выше 1,33 МПа;
- растапливать котел без воды или при низком ее уровне;
- работать при неисправном манометре, водоуказательных стеклах, контрольно-измерительных приборов и других приборов безопасности;
- работать в ночное время без освещения арматуры котла;
- производить какой-либо ремонт во время его работы.

3) Подтягивать фланцевые соединения на котле разрешается

только нормальными ключами без применения удлиняющих рычагов и при давлении в котле не более 0,3 МПа.

4) Обслуживающему персоналу запрещается работать с неисправными и неотрегулированными предохранительными клапанами, и неисправными питательными насосами, с неисправной системой управления, отключенными и заблокированными датчиками, отключенными приборами защиты, при наличии утечек воды и пара.

5) Выпуск воды из остановленного котла и экономайзера разрешается производить после снижения давления в нем до атмосферного.

6) Обслуживающий персонал несёт ответственность за нарушение инструкций, относящихся к выполняемой ими работе, в установленном порядке.

7) Съемку и установку крышек люков должны производить не менее двух человек.

8) Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током необходимо:

- обеспечить заземление электрооборудования (сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом);

- следить, чтобы при эксплуатации электрооборудования крышки коробок выводов электродвигателей, щиты управления были постоянно закрыты;

- возле щита управления должен находиться диэлектрический коврик с рифленой поверхностью;

- при работе пользоваться только инструментом с изолированными рукоятками и индивидуальными средствами защиты.

3.1.2 Подготовка котла к работе

1) Пуск и наладку котла должна производить специализированная наладочная организация. По окончании наладки администрация предприятия должна получить от наладочной организации режимную карту и технический отчет о наладке котла.

2) Щелочение котла производится для очистки внутренних поверхностей котла от возможных загрязнений, а также для создания на поверхностях металла защитной пленки.

3) Продолжительность щелочения и количества реагентов зависит от степени и характера загрязнений.

4) Щелочение производит пусконаладочная организация по разработанной ей программе. При этом следует руководствоваться “Рекомендациями по щелочению и химической промывке котла”.

5) Испытания котла на паровую плотность производится с целью выявления утечек пара и воды, которые могут появиться вследствие тепловых расширений и деформаций. Испытание на паровую плотность можно выполнить в конце щелочения без предварительной остановки котла для промывки поверхностей нагрева, если с момента изготовления не прошло более 12 месяцев и при внутреннем осмотре не обнаружено видимого слоя ржавчины или имеются отдельные ее вкрапления. При проведении гидроиспытания воздух из верхних точек котла должен быть удалён через штуцер вваренный после ГПЗ.

6) Перед растопкой котла необходимо произвести осмотр котла и вспомогательного оборудования:

- проверить запас воды в питательном баке и убедиться в возможности пополнения расхода, проверить исправность питательных насосов их приводов и наличие необходимого давления в питательной линии;

- проверить состояние топки и вспомогательного оборудования;

- опробовать исправность заслонок и шиберов, легкость их хода, убедиться в наличии естественной тяги;

- убрать посторонние предметы и мусор в топке, газоходах, рабочем месте обслуживающего персонала;

- проверить исправность арматуры;

- проверить отсутствие заглушек перед и после предохранительных клапанов, на паропроводах, мазутопроводах и газоходах;

- открыть шибер на дымоходе, соединить воздушное пространство барабана при помощи трехходового крана с атмосферой;

- проверить наружным осмотром все приборы и импульсные линии к ним;

- исправность подлежащего включению газопровода и установленных на

нем кранов (краны должны быть закрыты, а продувочные линии свечей открыты);

- проверить плотность (мыльной эмульсией) арматуры и газопровода котла;

- исправность подлежащего включению горелочного устройства;

- проверить исправность системы управления и защиты котла, действие световой и звуковой сигнализации;

- промыть котел, заполняя его водой и спуская из него воду (расход воды и длительность промывки зависит от загрязненности котла).

7) Произвести заполнение котла водой, убедившись, что паровое пространство котла сообщено через трехходовой кран с атмосферой. Температура питательной воды должна быть не ниже +5°C. При заполнении котла необходимо осуществлять визуальный контроль за уровнем в барабане по водоуказательным стеклам.

3.1.3 Работа котла

1) При приемке смены оператор обязан принять котел от предыдущей смены, лично осмотреть и проверить его исправность. Проверить исправность манометров, водоуказательных приборов, питательных насосов. Приемку и сдачу смены записать в сменный журнал.

2) Во время дежурства оператор должен следить за исправностью всего оборудования котельной и строго соблюдать установленный режим работы котла.

3) Выявление в процессе работы оборудования неисправности должны записываться в сменном журнале. Если неисправность устранить невозможно, то котлов.

4) Особое необходимо об этом сообщить начальнику котельной или лицу, ответственному за безопасную эксплуатацию внимание во время работы котла парового необходимо обращать:

- на уровень воды в котле и наличие воды в питательном баке;

- на поддержание в котле заданного давления пара, которое не должно

быть выше 1,3 МПа;

– на устойчивость горения, которое должно происходить без пульсаций, хлопков, отрыва факела и дымления.

5) Проверку исправности действия водоуказательных приборов продувкой следует производить не реже одного раза в смену с записью в сменном журнале.

6) Проверку исправности действия манометров с помощью трехходового крана следует производить не реже одного раза в смену с записью в сменном журнале.

7) Проверку предохранительных клапанов принудительным подрывом проводить не реже одного раза в смену. Работа котла с неисправными и неотрегулированными клапанами запрещается.

8) Исправность питательных насосов должна контролироваться постоянно.

9) Периодическую продувку котла необходимо производить в сроки, установленные администрацией котельной на основании рекомендаций наладочной организации по ведению водно – химического режима котла, но не реже одного раза в смену. Время проведения продувки и ее продолжительность записываются в журнале.

10) О предстоящей продувке котла необходимо ставить в известность персонал котельной, а также лиц, работающих по ремонту соседних котлов. До продувки котла следует убедиться в наличии воды в питательном баке, а также в том, что котлы, находящиеся в ремонте или очистке, отглушены от общих продувочных линий. При возникновении в продувочных линиях гидравлических ударов, вибрации трубопроводов продувку следует немедленно прекратить, выяснить и устранить неисправности. По окончании продувки котла необходимо убедиться, что запорные вентили на продувочной линии надежно закрыты.

11) Запрещается производить продувку при неисправной продувочной арматуре, открывать и закрывать продувочную арматуру ударами молотка или другими какими-либо предметами, а также при помощи удлиненных рычагов.

12) При вскипании (вспенивании) воды в котле, что обнаруживается

резким колебанием уровня, частым включением и отключением питательных насосов, может также сопровождаться “бросками” воды и пены в паропровод, парением арматуры, гидравлическими ударами и пробиванием прокладок во фланцах, необходимо:

- прекратить подачу топлива, остановить вентилятор и дымосос;
- открыть продувку котла;
- отобрать пробы котловой воды и далее действовать по указанию старшего по смене.

13) В связи с тем, что щелочение на всегда обеспечивает полной чистоты поверхностей нагрева котла, необходимо в течении первого месяца эксплуатации вести повышенную продувку котла (примерно в 2 раза против расчетной) для удаления загрязнений.

14) Вентили и краны на всех трубопроводах следует открывать медленно и осторожно. Открыв полностью вентиль, во избежание заклинивания и заедания штока необходимо повернуть маховик в обратную сторону на пол-оборота.

15) Расход топлива не должен превышать указанного в режимной карте. Котел паровой должен работать без дыма, наличие которого указывает на плохое сгорание топлива. Работа котла с дымлением запрещается.

16) Удаление с поверхностей нагрева отложений обдувкой должно производиться в сроки, установленные администрацией. Обдувку конвективного пучка производят обдувочным аппаратом при минимальной нагрузке и максимальном давлении в котле. О проведении обдувки котла должен быть предупрежден обслуживающий персонал во избежание ожогов. Оператор обязан перед включением обдувочного аппарата тщательно проверить соединение резинового шланга со штуцерами и только после этого медленно открыть вентиль паропровода. Обдувка должна быть немедленно прекращена, если во время ее проведения выявится неисправность котла или обдувочного устройства.

17) При эксплуатации котла парового, а также после ремонта или при настройке датчиков системы управления необходимо производить проверку защиты.

3.1.4 Порядок монтажа котла

1) Монтаж котла парового, экономайзера и вспомогательного оборудования производится согласно проектной документации на его установку в котельной.

2) Разгрузку и транспортирование котла парового к месту установки следует производить осторожно, чтобы не повредить котел и вспомогательное оборудование. При установке и монтаже котла парового приборы системы автоматики следует защищать от ударов, попадания влаги, краски.

3) После распаковки котла произвести проверку наличия всего оборудования по комплектности завода-изготовителя. После проверки составляется акт технической приемки котла.

4) Котел устанавливается салазками на бетонную площадку без крепления фундаментными болтами. Установка котла проверяется по уровню. Монтажные работы производятся в соответствии с документацией завода-изготовителя и проектом с обязательной технической ревизией оборудования перед монтажом. Электромонтаж, заземление котла и вспомогательного оборудования производится в соответствии с требованиями поставляемой технической документации и правилами устройства электроустановок до 1000 В.

5) Питательные насосы смонтированы на отдельной раме. При подключении всасывающего трубопровода необходимо следить, чтобы он был тщательно очищен от грязи, песка, окалины. Подсос воздуха не допускается. Подключение трубопроводов производится так, чтобы их усилия от деформации не передавались на насос. Всасывающий трубопровод выполнять по возможности коротким.

6) Котел снабжается дымососом. При монтаже произвести проверку на отсутствие стуков и вибрации.

7) Комплект средств управления поставляется двумя блоками, которые устанавливаются согласно проекту котельной. Электромонтаж системы управления выполняется согласно схемы электрических соединений, поставляемой с котлом.

- 8) Установка уровнемерной колонки производится при монтаже котла.
- 9) После окончания монтажа следует составить акт о соответствии произведенного монтажа проектной документации, после чего разрешается приступить к пуску и наладке котла парового.

3.2 Экологичность

При реконструкции котельных установок особое внимание требуется уделить охране труда и влиянию на экологию окружающей среды.

При сжигании твердого топлива наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O) в атмосферу поступают твердые частицы (летучая зола с частицами несгоревшего топлива), оксиды серы, углерода и азота.

Выбросы загрязняющих веществ зависят как от количества и вида топлива, так и от типа котлоагрегата.

Рассчитать выбросы вредных веществ в атмосферу от отопительной котельной, потребляющей в год 55688,3 т бурого угля Райчихинского месторождения.

Теплотехнические характеристики углей:

- высшая теплота сгорания угля $Q^B = 26,8$ МДж/кг (6407,344 ккал/кг);
- низшая теплота сгорания угля $Q^H = 12,73$ МДж/кг (3043,5 ккал/кг);
- зольность угля (на рабочую массу) $A = 15$ %;
- содержание серы (на рабочую массу) $S = 0,5$ %.

Продолжительность отопительного периода 218 дней (5232 часов).

Расчет предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ (ПДВ) проводится и для двух случаев: годового расхода и максимального расхода топлива [17].

В общем случае максимальный расход топлива (г/с, л/с) определяется по формуле:

$$m' = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 10^6}{Q^H \cdot \eta \cdot 3.6}; \quad (110)$$

где Q_{Σ} – суммарная теплопроизводительность котлов, Гкал/ч,
 $Q_{н}$ – низшая теплота сгорания топлива, Ккал/кг, Ккал/м³,
 КПД – коэффициент полезного действия котлоагрегата.

$$m' = \frac{39 \cdot 10^6}{3,043 \cdot 0,81 \cdot 3,6} = 4395,16 \text{ г/с};$$

Определяем валовый выброс твердых частиц в дымовых газах, т/год:

$$M_T = A \cdot m \cdot \chi \cdot \left(1 - \frac{\eta_T}{100}\right); \quad (111)$$

где A - зольность топлива, в %;

m - количество израсходованного топлива в год, т;

χ - безразмерный коэффициент, характеризующий долю уносимой с дымовыми газами летучей золы, зависит от типа топки и топлива;

η_T - эффективность золоуловителей, %;

$$M_T = 15 \cdot 55688,3 \cdot 0,0035 \cdot \left(1 - \frac{85}{100}\right) = 438,55 \text{ т/год};$$

$$G_T = 15 \cdot 4395,2 \cdot 0,0035 \cdot \left(1 - \frac{85}{100}\right) = 34,6 \text{ г/с};$$

Валовый выброс оксида углерода, т/год:

$$M_{CO} = C_{CO} \cdot m \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot 10^{-3}; \quad (112)$$

где q_4 - потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания, %;

m - количество израсходованного топлива, т/год, (тыс.м³/год);

C_{CO} - выход оксида углерода при сжигании топлива, кг/т, (кг/тыс.м³);

$$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q^H; \quad (113)$$

где q_3 - потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, выражается в % ;

R - коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленный наличием в продуктах сгорания оксида углерода,

$R = 1$ - для твердого топлива,

$R = 0,5$ - для газа,

$R = 0,65$ - для мазута;

Q_H - низшая теплота сгорания натурального топлива МДж/кг.

Потери теплоты вследствие механической и химической неполноты сгорания топлива в данном случае равны $q_4=6,5\%$, $q_3=5\%$, $R = 1$ - для твердого топлива.

$$C_{CO} = 0,5 \cdot 1 \cdot 12,73 = 6,365 \text{ кг/т};$$

$$M_{CO} = 6,365 \cdot 55688,3 \cdot \left(1 - \frac{6,5}{100}\right) \cdot 10^{-3} = 331,42 \text{ т/год};$$

$$M_{CO} = 6,365 \cdot 4395,16 \cdot \left(1 - \frac{6,5}{100}\right) \cdot 10^{-3} = 26,14 \text{ г/с};$$

Валовый выброс оксидов азота в пересчете на диоксид азота, т/год:

$$M_{NO_2} = Q^H \cdot m \cdot k_{NO_2} (1 - \beta) \cdot 10^{-3}; \quad (114)$$

где k_{NO_2} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на один ГДж тепла, кг/ГДж [18];

β - коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений. Для котлов

производительностью до 30 т/час $\beta = 0$.

$$M_{\text{NO}_2} = 12,73 \cdot 55688,3 \cdot (2 \cdot 0,23) \cdot (1 - 0) \cdot 10^{-3} = 326,1 \text{ т/год};$$

$$M_{\text{NO}_2} = 12,73 \cdot 4395,16 \cdot (2 \cdot 0,23) \cdot (1 - 0) \cdot 10^{-3} = 25,7 \text{ г/с};$$

Валовый выброс оксидов серы в пересчете на диоксид серы, т/год:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot m \cdot S \cdot (1 - \eta'_{\text{NO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{NO}_2}); \quad (115)$$

где S - содержание серы в топливе, % ;

η'_{NO_2} - доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива;

η''_{NO_2} - доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе.

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot 55688,3 \cdot 0,5 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 501,2 \text{ т/год};$$

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot 4395,16 \cdot 0,5 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 39,6 \text{ г/с};$$

Расчет объема дымовых газов

Объем уходящих газов без влаги при нормальных условиях $V_{\text{г}}^{\text{н}}$ (температура 0 °С, давление 760 мм рт. ст. (0,1013 МПа) от сгорания 1 кг натурального топлива можно приближенно определить по формуле:

$$V_{\text{г}}^{\text{н}} = \alpha \cdot V_{\text{о}}^{\text{н}} \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (116)$$

где $V_{\text{о}}^{\text{н}}$ - объем стехиометрического количества воздуха при нормальных условиях для сгорания 1 кг натурального топлива.

Приближенно можно определить:

$$V_{\text{о}}^{\text{н}} = \frac{1,12 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{1000} \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (117)$$

$$V_o^H = \frac{1,12 \cdot 3042,54}{1000} = 3,4 \text{ нм}^3 / \text{кг},$$

где Q_H^p - в ккал/кг,

$$V_2^H = \alpha \cdot V_o^H = 1,4 \cdot 3,4 = 4,76 \text{ нм}^3 / \text{кг},$$

Удельные выбросы загрязняющих веществ рассчитаны исходя из известной величины выбросов в единицу времени и соответствующего этим выбросам расхода топлива. Удельный выброс i -го вещества может быть определен на единицу вводимого в топку тепла (г/МДж) или выражен в виде концентрации этого вещества в 1 м³ дымовых газов, взятых при нормальных условиях, и коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,4$. Концентрация выражается в виде:

$$C_i = n_i \cdot \frac{Q_H}{V_2} \text{ мг} \setminus \text{м}^3;$$

где n_i – удельный выброс i -го загрязняющего вещества, г/МДж;

Q_H – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

V_2 – объем дымовых газов при нормальных условиях м³/кг (м³/м³).

Удельный выброс выражается в виде:

$$n_i = \frac{M_i}{B \cdot Q_H} \text{ г/МДж}, \tag{118}$$

где M_i – величина i -го выброса, г/с (т/год) [16];

B – расход топлива, кг/с.

Удельный выброс оксида углерода:

$$n_{CO} = \frac{26,14}{4,395 \cdot 12,73} = 0,47 \text{ г/МДж},$$

Удельный выброс диоксида азота:

$$n_{NO_2} = \frac{25,7}{4,395 \cdot 12,73} = 0,46 \text{ г/МДж},$$

Удельный выброс диоксида серы:

$$n_{SO_2} = \frac{39,6}{4,395 \cdot 12,73} = 0,71 \text{ г/МДж},$$

Концентрация вредных веществ.
оксида углерода:

$$C_{CO} = 0,47 \cdot \frac{12,73}{4,76} = 1,26 \text{ мг/м}^3;$$

диоксида азота:

$$C_{NO_2} = 0,46 \cdot \frac{12,73}{4,76} = 1,23 \text{ мг/м}^3;$$

диоксида серы:

$$C_{SO_2} = 0,71 \cdot \frac{12,73}{4,76} = 1,89 \text{ мг/м}^3;$$

Концентрация диоксида серы, оксидов азота и оксидов углерода определяется по отношению к объему сухих газов, что соответствует условиям измерения этих веществ инструментальными методами. Оксиды азота (NO_x) определяются в пересчете на диоксид азота (NO₂).

Согласно гигиеническим нормам соотношение фактических концентраций веществ к их предельно допустимым концентрациям подлежит суммированию, сумма этих значений не должна превышать при расчете по формуле:

$$\frac{C_{CO}}{ПДК_{CO}} + \frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} + \frac{C_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} \leq 1, \quad (119)$$

где C_{CO} , C_{NO_2} , C_{SO_2} – фактические концентрации веществ в атмосферном воздухе; $ПДК_{CO}=20$ мг/м³, $ПДК_{NO_2}=5$ мг/м³, $ПДК_{SO_2}=10$ мг/м³ – предельно допустимые концентрации веществ в атмосферном воздухе.

$$\frac{1,26}{20} + \frac{1,23}{5} + \frac{1,89}{10} = 0,498 \leq 1,$$

Результатами исследования являются количество валовых выбросов загрязняющих веществ от каждой исследуемой котельной, а также их концентрация в атмосферном воздухе. Данные о концентрации позволяют дать оценку уровня загрязнения окружающей среды при сравнении с предельно допустимой концентрацией загрязняющих веществ, эффективности использования сырьевых ресурсов, возможности утилизации отходов на предприятии и др.

В сумме количество выбросов вредных веществ пропорционально мощности котельной. Полученные расчетом значения суммы отношений ожидаемых фактических концентраций вредных веществ от котельных к предельно допустимым концентрациям при оценке не превышают 1.

Расчетные исследования показали, что ожидаемые фактические

концентрации вредных выбросов для данной отопительной котельной Судостроительного завода не превышают предельно допустимых. Концентрация вредных выбросов определяется видом сжигаемого топлива, его теплотехническими характеристиками и прямо пропорциональна тепловой мощности котельной.

3.3 Чрезвычайные ситуации

Центральная котельная является опасным производственным объектом, на котором используется оборудование, работающее под избыточным давлением и высокой температурой нагрева воды, на ней возможны аварии, сопровождающиеся взрывами в аппаратуре, производственных помещениях, которые могут привести к разрушению зданий, сооружений, оборудования, травмам людей.

Возможно возникновение различных аварийных ситуаций во время работы котла- спуск воды в барабане котла, разрыв кипятильных и экранных труб, повреждение обмуровки, также возможно возникновение пожара и взрыва.

Рассмотрим наиболее вероятный и распространенный вид чрезвычайных ситуаций для котельных – пожар.

3.3.1 Характеристика пожаров

Пожар – неконтролируемый процесс горения, сопровождающийся уничтожением материальных ценностей и создающий опасность для жизни людей.

Пожар сопровождается химическими и физическими явлениями:

- химической реакцией горения;
- выделением и передачей тепла;
- выделением и распространением продуктов сгорания;
- газовым обменом.

По масштабам и интенсивности пожары подразделяются на:

- отдельные пожары, возникающие в отдельном здании или в небольшой изолированной группе зданий;
- сплошной пожар, характеризующийся одновременным интенсивным

горением преобладающего количества зданий и сооружений на определенном участке застройки;

- огневой шторм- особая форма распространения сплошного пожара;
- массовый пожар – образующийся при наличии в местности совокупности отдельных и сплошных пожаров.

Большинство пожаров связано с горением твердых материалов, но начальная стадия пожара может быть связана с горением жидких и газообразных горючих веществ, используемых в современном промышленном производстве.

Возникновение пожара может произойти несколькими путями:

- а) вспышка – быстрое сгорание горючей смеси, не сопровождаемое образованием сжатых газов;
- б) возгорание – возникновение горения под действием внешнего источника зажигания;
- в) воспламенение – возгорание с применением пламени;
- г) самовозгорание – возникновение горения под действием внутреннего источника зажигания;
- д) самовоспламенение – самовозгорание с появлением пламени.

К главным пожароопасным факторам котельной относятся:

- 1) непосредственное горение твердого топлива в топке парового котла;
- 2) размещение в котельной определенного количества дров для растопки, угля и поддержания горения в топке;
- 3) отходы функционирования котельной установки - шлак, зола, угли.
- 4) электрооборудование (электронасосы, приточно-вытяжная вентиляция и т.д.).

Пожарная безопасность – это состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей.

Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара путем организационных мероприятий и технических средств, обеспечивающих

невозможность возникновения пожара, а также противопожарной защитой, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожаров.

Пожарная безопасность регламентируется нормативными документами.

3.3.2 Обеспечение пожарной безопасности котельной

При эксплуатации котельной стоит строго соблюдать правила пожарной безопасности. Для этого назначаются ответственные лица. Так же в помещении каждой котельной должен быть оборудован противопожарный щит, укомплектованный первичными средствами пожаротушения[24]:

- 1) огнетушители углекислотные или порошковые - не менее 2-х шт.;
- 2) ящик с песком;
- 3) лопата - 2 шт.;
- 4) асбестовое полотно (кошма) или войлок - 2м x 2м.

3.3.3 Общие правила пожарной безопасности при эксплуатации котельного оборудования

1) Не разрешается проводить работы на оборудовании, установках с неисправностями, которые могут привести к пожару, а также при отключенных контрольно-измерительных приборах и технологической автоматике, обеспечивающих контроль заданных режимов температуры, давления и других регламентированных условиями безопасности параметров.

2) Машинист (кочегар) не должен оставлять котлы без надзора до полного прекращения горения в топке, удаления из нее остатков топлива, заниматься посторонними делами, подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

3) Машинисту (кочегару) котельной запрещается:

- пускать к работе лиц, не прошедших специального обучения и не получивших соответствующих квалификационных удостоверений;
- горящее топливо в топке, заливая его водой;
- оставлять котлы, не очищенными от накипи, шлака, золы, нагара и грязи;

- хранить топливо в помещениях котельных;
- применять в качестве топлива или при розжиге отходы нефтепродуктов и другие ЛВЖ и ГЖ, которые не предусмотрены техническими условиями на эксплуатацию оборудования;
- работать при неисправных или отключенных приборах контроля и регулирования, предусмотренных предприятием-изготовителем;
- топить печи с неисправными и открытыми дверцами, а также использовать для топки дрова, превышающие по длине глубину топливника;
- сушить какие-либо горючие материалы на котлах, паропроводах, водопроводах горячей воды.

4) При прекращении подачи электроэнергии в котельной немедленно включить аварийное освещение и выключить все электродвигатели.

5) Машинист (кочегар) обязан немедленно остановить котлы и поставить в известность лицо, ответственное за работу в котельной в случаях, специально оговоренных в должностной инструкции.

3.3.4 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации электрооборудования в котельной [23].

При использовании электрооборудования во время работы строго запрещено:

- 1) Использовать электропровода и кабели с явными нарушениями изоляции;
- 2) Использовать электрические розетки, рубильники и другие электроустановочные изделия, имеющие какие-либо повреждения;
- 3) Оставлять без присмотра включенные в электрическую сеть электронагревательные приборы, за исключением тех, которые могут и (или) должны находиться в круглосуточном режиме работы, в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
- 4) Оборачивать электролампы и светильники бумагой, тканью и иными горючими материалами, а также использовать светильники со снятыми

колпаками (рассеивателями), которые предусмотрены конструкцией светильника для котельной;

5) Использовать электроплитки, электрочайники и иные электрические нагревательные приборы;

6) Выполняя аварийные и иные строительные, монтажные и реставрационные работы применять временную электропроводку, включая удлинители, сетевые фильтры, не подходящие по своим техническим характеристикам для питания используемых электроприборов;

7) Размещать (складировать) у электродвигателей, электронасосов и пусковой аппаратуры горючие (в том числе легковоспламеняющиеся) вещества и материалы.

Во время эксплуатации электрооборудования запрещено:

1) Использовать электрооборудование и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям (инструкциям) заводов-изготовителей, или имеющие неисправности, которые могут привести к возникновению пожара, а также применять электрические провода и кабели с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;

3) Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, пользоваться некалиброванными плавкими вставками или другими самодельными аппаратами защиты от перегрузки и короткого замыкания.

3.3.5 Пожарная безопасность при растопке и работе котла

Противопожарные мероприятия при растопке и работе котла заключаются в следующем:

1) Во время своего дежурства машинист (кочегар) котельной отвечает за пожаробезопасное состояние оборудования котельной и за стабильный режим работы котлов;

2) Растопка котла должна проводиться при слабом огне и уменьшенной тяге, при этом следует обеспечить равномерный прогрев его частей, вести контроль перемещения элементов котла при тепловом расширении;

3) При растопке котла запрещается:

- применять легковоспламеняющиеся материалы (бензин, керосин и др.);
- стоять против топочных дверец;

4) Запрещается проводить растопку при неисправных измерительных и предохранительных устройствах.

5) Растопку водогрейного котла следует производить при открытых задвижках между котлом и системой постепенно при включенном циркуляционном насосе, наблюдая при этом за показаниями контрольно-измерительных приборов (термометры, манометры);

6) Машинист (кочегар) не должен оставлять котел без надзора при наличии в топке огня;

7) Во время работы котла машинист (кочегар) обязан:

- следить за исправностью котла и всего оборудования котельной и строго соблюдать установленный режим работы котла;

- обеспечивать нормальное горение топлива в топке котла;

- поддерживать нормальный уровень воды в котле и равномерное питание его водой, при этом нельзя допускать, чтобы уровень воды опускался ниже допустимого низшего уровня или поднимался выше допустимого высшего уровня;

- поддерживать нормальное давление воды до и после котла, температуру воды на выходе из котла (у водогрейных котлов);

- постоянно поддерживать необходимую температуру воды в отопительной системе;

- проверять действие предохранительных клапанов не реже 1 раза в смену, наблюдать за работой циркуляционных насосов, двигателей, вентиляторов;

- производить периодическую проверку исправности действия манометров, предохранительных клапанов и водоуказательных приборов;

- регулярно чистить топку, производить очистку поверхностей нагрева котла от сажи, шлака, золы;

- при обнаружении неисправностей попытаться восстановить нормальный ход работы с соблюдением мер личной безопасности, записать в сменном

журнале выявленные неисправности.

3.3.6 Пожарная безопасность при остановке котла

Остановку котла на твердом топливе следует производить только по распоряжению в следующем порядке:

- 1) Дождечь, при уменьшенных дутье и тяге, остатки топлива в топке;
- 2) Прекратить дутье и убавить тягу;
- 3) Отключить котел от паропровода после полного прекращения горения в топке и прекращения отбора пара, а при наличии пароперегревателя открыть продувку (у парового котла); если после отключения котла от паропровода давление повышается, следует, усилит продувку пароперегревателя;
- 4) Прекратить дутье и уменьшить тягу;
- 5) Очистить топку и зольные бункера;

4 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

4.1 Расчет капиталовложений

Для расчета требуемых капиталовложений при реконструкции системы энергоснабжения квартала №74 г. Благовещенска необходимо знать стоимость оборудования и монтажа. В таблице 26 размещена стоимость оборудования.

Таблица 26 - Список и стоимость оборудования

Наименование	Маркировка	Кол-во	Цена 1шт., руб	Сумма, руб.
Котел	ДКВр-20-13-250С(ТЧЗ)	1	7929600	7929600
Топка	ТЧЗМ – 2,7/5,6	1	2475600	2475600
Экономайзер	ЭБ - 646	1	2453200	2453200
Воздухоподогреватель	ВП-О-228	2	340120	680240
Циклон батарейный	ЦБ-42	2	567930	1135860
Вентилятор дутьевой центробежный котельный	ВДН-12,5-1000	3	195500	586500
Дымосос центробежный котельный	Д-13-1500	1	334200	334200
Щековая дробилка	СМД-108А	1	3000000	3000000
Транспортер шлака и золы	ТС-2-28	1	27000	27000
Сетевой насос	Д630 – 90а	3	151762	455286
Подпиточный насос	К 80-50-200(а)	2	27373	54746
Питательный насос	ЦНСГ 13-105	1	93758	93758
Рециркуляционный насос	WILO BL 40/180-7,5/2	1	96422	96422
Итого				16869212

Для экономического расчета используются данные взятые с сайтов изготовителей продукции.

Распределение капиталовложений, вложенных в котельную с водогрейными котлами можно определить в процентном соотношении, которые представлены в таблице 27 [20]:

Таблица 27 – Распределение капиталовложения, вложенных в котельную с паровыми котлами

Объект	Строительные работы, %	Монтажные работы, %	Оборудование, %
Котельная с паровыми котлами	35,5	31,5	33

$$K_{\Sigma \text{ кот}} = K_{\text{обор.к}} + K_{\text{ср.к}} + K_{\text{мр.к}}, \quad (120)$$

где $K_{\text{обор.кот}}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{\text{ср.кот}}$ - строительные работы, руб.;

$K_{\text{мр.кот}}$ - монтажные работы, тыс. руб.

По определенной ранее общей стоимости оборудования можно определить неизвестные слагаемые формулы и определить общую величину капитальных вложений в теплотехническое оборудование реконструированной котельной:

$$K_{\Sigma \text{ кот}} = 16869212 + \frac{16869212 \cdot 35.5}{33} + \frac{16869212 \cdot 31.5}{33} = 35016395,6 \text{ руб.}$$

Суммарные капитальные вложения в проект составят:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma \text{ кот}} \cdot (1 + k_{\text{инф}}), \quad (121)$$

где $k_{\text{инф}}$ - коэффициент инфляции, на конец 2018 года он равен 4,3% [22].

$$K_{\Sigma} = 35016395 \cdot 1,043 = 36522100,6 \text{ руб.}$$

4.2 Расчет амортизационных отчислений и затрат на ремонт и эксплуатацию основных фондов

Основные производственные фонды – средства труда (здания, сооружения, машины, оборудование и пр.), с помощью которых изготавливается продукция, пополняются за счет капитальных вложений (инвестиций).

4.2.1 Амортизационные отчисления

Амортизация – постепенный перенос стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции. Амортизационные отчисления для *i*-го вида оборудования определяются по формуле:

$$I_i = \sum_i K_{обор.i} \cdot \alpha_{н.i}, \text{ руб.} \quad (122)$$

где $\alpha_{ам,i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-х основных средств[20].

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (123)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период.

Таблица 28 – Ежегодные нормы отчислений на амортизацию

Тип оборудования	Срок службы, год	Ежегодные нормы отчислений на амортизацию, %
Котельное оборудование	25	0,04

Амортизационные отчисления базовой котельной равны:

$$I_{ам} = 16869212 \cdot 0,04 = 674768,5 \text{ руб.}$$

Ежегодные затраты на капитальные и текущие ремонты, а также на техническое обслуживание определяется по формуле:

$$I_{экс} = K_i \cdot \alpha_{экс}, \text{ руб.} \quad (124)$$

где $\alpha_{экс}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, текущий и капитальный ремонт и техническое обслуживание равны 6%.

Ежегодные затраты на капитальные и текущие ремонты, а также на техническое обслуживание реконструированной котельной равны:

$$I_{экс,кот} = 36522100,6 \cdot 0,06 = 2191326,03 \text{ руб.}$$

4.2.2 Расчет затрат на водопользование

Расчет затрат на воду производится исходя из общего количества потребляемой воды на выработку тепловой энергии и цены 1 м³ воды.

Укрупненно, общее количество потребляемой котельной воды на выработку тепловой энергии рассчитывается в зависимости от системы теплоснабжения (закрытая или открытая):

- для закрытой системы теплоснабжения ($V_{закр}$):

$$V_{закр} = v \cdot Q_{выр}, \quad (125)$$

где v – удельный расход воды при закрытой системе теплоснабжения, м³/Гкал (определяется согласно таблицы 3.4) [28];

$Q_{выр}$ – годовая выработка тепловой энергии, Гкал;

$$Q_{выр} = 198123,53 \text{ Гкал/год.}$$

Таблица 29 – Удельный расход воды, (м³/Гкал)

Вид топлива	Средневзвешенная мощность одного котла, Гкал/ч				
	до 0.6	свыше 0.6 до 3	свыше 3 до 20	свыше 20 до 100	свыше 100
Природный газ и мазут	1.1	1.1-0.7	0.7-0.4	0.4-0.3	менее 0.3
Твердое топливо	1.75	1.75-1.15	1.15-0.6	0.6-0.4	менее 0.4

Расчет затрат на водопользования (для закрытой системы теплоснабжения) проектируемой котельной:

$$V_{закр} = 0,75 \cdot 198123,53 = 148592,65 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Затраты на воду определяются:

$$I_v = V_{закр} \cdot T_v \tag{126}$$

где T_v – тариф на воду (принимается равным $T_v = 27,3 \text{ руб/м}^3$).

Расчет затрат на воду проектируемой котельной:

$$I_B = 148592,65 \cdot 27,3 = 4056579,3 \text{ руб/год.}$$

4.2.3 Расчет затрат на электроэнергию

Укрупнено, в зависимости от средневзвешенной мощности котла и вида сжигаемого топлива, удельные нормы расхода электроэнергии на выработку 1 Гкал, приведены в таблице 30 [21].

$$W_{эл} = Q_{выр} \cdot q, \tag{127}$$

где q – удельная норма расхода электроэнергии (кВт·ч)/Гкал .

Таблица 30 – Удельные нормы расхода электроэнергии, (кВт·ч)/Гкал

Средневзвешенная мощность одного котла	Природный газ	Мазут	Уголь	Торф
до 0.6	28-26	30-28	32-30	34-32
Свыше 0.6 до 3	26-24	28-26	30-28	32-30
Свыше 3 до 10	24-22	26-24	28-26	30-28
Свыше 10 до 50	22-20	24-22	26-24	-

$$W_{эл} = 198123,53 \cdot 25 = 4953088,25 \text{ кВт ч/год,}$$

Определим затраты на электроэнергию:

$$I_{эл} = W_{эл} \cdot T_{э}, \tag{128}$$

где $T_{э}$ – тариф на электроэнергию (принимая равным $T_{э} = 5,43$ руб/(кВт·ч) [20].

Расчет затрат на электроэнергию базовой котельной:

$$I_{эл} = 4953088,25 \cdot 5,43 = 26895267,8 \text{ руб/год.}$$

4.2.4 Расчет затрат на топливо

Затраты на топливо определяются из объема потребляемого топлива за год, стоимости одной тонны за расчетный период:

$$I_m = V_T \cdot T_T, \tag{129}$$

где V_T - объем сжигаемого топлива в год ($V_T = 55688,3$);

T_T - тариф на уголь ($T_T = 950$ руб за т.) [20].

$I_m = 55688,3 \cdot 950 = 52903885$ руб/ год.

4.2.5 Расчет численности персонала и заработной платы

Численность персонала котельной определяется по нормативам численности промышленно-производственного персонала котельных.

Зависимость нормативной численности персонала котельной от установленной производительности приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Нормативная численность персонала

Установленная производительность котельной, Гкал/ч	Численность персонала (чел.) при количестве котлов в котельной, ед.									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	2	3	4	6	8	7	8	9	10
4	8	10	-	-	-	-	-	-	-	-
8	13	15	-	-	-	-	-	-	-	-
30	16	18	21	-	-	-	-	-	-	-
60	19	21	25	29	-	-	-	-	-	-
100	21	25	29	33	37	40	43	-	-	-
150	24	29	33	36	39	43	46	49	52	
200	28	32	36	38	41	45	49	52	55	59
300	-	35	38	41	44	48	51	55	59	62

При определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями, заключенными соответствующими организациями, и фактическим объемом фонда оплаты труда в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

Повременная система оплаты труда ранее основывалась на тарифно-квалификационной системе, которая включала единую тарифную сетку и тарифно-квалификационный справочник, где устанавливалась зависимость степени сложности определенных работ от уровня квалификации работников, имеющих право выполнять эту работу. В настоящее время эта система носит рекомендательный характер, и в «чистом виде» на предприятиях практически не применяется.

При отсутствии данных о заработной плате по предприятию можно воспользоваться статистической отчетностью Федеральных организаций статистики (www.gks.ru). Такие учреждения публикуют оценки средней заработной платы в отрасли по РФ в целом или по отдельному региону. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен следующей формулой:

$$\Phi ЗП_{год} = N \cdot ЗП_{cp} \cdot 12, \text{ тыс. руб.}; \quad (130)$$

где $ЗП_{cp}$ – средняя заработная плата в отрасли, к которой относится данное предприятие, тыс. руб.

Средняя заработная плата для предприятий Муниципальной собственности, занимающихся производством и распределением электроэнергии, и горячей воды в Амурской области равна $ЗП_{cp} = 14951,5$ руб. [28].

Годовой фонд заработной платы равен:

$$\Phi ЗП_{год} = 21 \cdot 14951,5 \cdot 12 = 3767780 \text{ руб.}$$

4.2.6 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Ставки налогов и их распределение определяются статьей 241 НК РФ.

Обычный размер ставки на 2019 составляет 30 %. СН вычисляется по следующему выражению:

$$CHuMC = 0,3 \cdot \PhiЗП_{год}; \quad (131)$$

$$CHuMC = 0,3 \cdot 3767780 = 1130334 \text{ руб.};$$

4.2.7 Расчет прочих затрат

По найденным выше значениям издержек, годового фонда заработной платы и СН определяются прочие затраты:

$$I_{np} = 0,01 \cdot K_{\Sigma}. \quad (132)$$

Расчет прочих затрат проектируемой котельной:

$$I_{np} = 0,01 \cdot 125062,9 = 365221,1 \text{ руб.};$$

4.2.8 Суммарные издержки

По всем вышеперечисленным затратам определим общие:

$$I_{\Sigma} = I_{ам} + I_{экс} + I_{в} + I_{эл} + I_{т} + CHuMC + \PhiЗП_{год} + I_{np}. \quad (133)$$

Расчет суммарных издержек проектируемой котельной:

$$I_{\Sigma} = 674768,5 + 2191326,03 + 4056579,3 + 26865267,8 + 52903885 \\ + 3767780 + 1130334 + 365221,1 = 91985161,7 \text{ руб.};$$

4.3 Расчет окупаемости проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений.

В расчетах используется тариф на тепло, стоимость 1 Гкал тепловой энергии равна 1817,34 руб./Гкал [20].

Выручка с продажи тепловой энергии за год равна:

$$O_{pt} = Q_{выр.потр} \cdot T_{к.потр} + Q_{выр.пр} \cdot T_{к.пр}; \quad (134)$$

где $T_{к.потр}$ – тариф на тепловую энергию, поставляемую потребителям, руб/Гкал;

$Q_{выр.потр}$ – годовая выработка тепловой энергии для нужд потребителей, Гкал/год;

$T_{к.пр}$ – себестоимость тепловой энергии, поставляемую для производства, руб/Гкал;

$Q_{выр.пр}$ – годовая выработка тепловой энергии для нужд производства;

Так как проект заключается в реконструкции действующей котельной и поэтому за себестоимость тепловой энергии, поставляемой для нужд производства принимаем удельные издержки для выработки 1 Гкал.

$$O_{pt} = 198110,5 \cdot 1817,34 = 360034136 \text{ руб.},$$

Прибыль от реализации тепловой энергии, определяется по формуле:

$$П = O_{pt} - И_{\Sigma}, \quad (135)$$

$$П = 360057916 - 91985161,7 = 268048974 \text{ руб.},$$

Ставка налога на прибыль на 2019 год равен 20 % [20].

Налог на прибыль равен:

$$H_{II} = \Pi \cdot 0,2, \quad (136)$$

$$H_{II} = 268048974 \cdot 0,2 = 53609794,8 \text{ руб.},$$

Чистая прибыль от реализации тепловой энергии равна:

$$\Pi_{\text{чист}} = \Pi - H_{II}, \quad (137)$$

$$\Pi_{\text{чист}} = 268048974 - 53609794,8 = 214439179 \text{ руб.},$$

Приведенные затраты:

$$ПЗ = I_{\Sigma} + K_{\Sigma} \cdot E \quad (138)$$

где E – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, равен 0,12.

$$ПЗ = 91985161,7 + 36522100,6 \cdot 0,12 = 96367813,8 \text{ руб.},$$

Срок окупаемости равен:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\Sigma}}{\Pi_{\text{чист}}}, \quad (139)$$

Срок окупаемости проектируемой котельной:

$$T_{\text{ок}2} = \frac{36522100,57}{214439179} = 0,17 \text{ года.}$$

Срок окупаемости данного проекта 0,17 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен пример реконструкции системы энергоснабжения котельной квартала №74 города Благовещенска.

При выполнении реконструкционного проектирования котельной была определена тепловая нагрузка потребителей на отопление и горячее водоснабжение, в сумме дающая 34,811 Гкал/ч. По найденным результатам был выбран и заменен необходимый котел на ДКВр-20-13. В итоге суммарная теплопроизводительность равная 39 Гкал/ч удовлетворяла значению тепловой нагрузки потребителей.

Электрическая нагрузка котельной при возможной реконструкции составила 1181 кВА.

Выбросы отравляющих веществ при установке данных оборудования и использовании бурого угля не изменились и находились в пределах допустимых концентраций. Всё это указывает на сохранение экологичности после технологических мероприятий, связанных с котельным оборудованием.

С экономической точки зрения текущий проект является денежно-эффективным и целесообразным. Затраты на оборудование составляют 35000000 рублей, что при найденном периоде окупаемости является выгодным.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 АО «БиКЗ» [Электронный ресурс] – Сайт URL: <http://www.bikz.ru/> (дата обращения 02.06.2019).
- 2 Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. МДК 4-05.2004.
- 3 Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи М : «Бастет», 2010. – 344 с.
- 4 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: учебное пособие. / Мясоедов, Ю. В., Савина, Н. В., Ротачева, А.-Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2007. – 192 с.
- 5 Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник. М., Стройиздат, 2008.
- 6 Наумов, И. В., Лещинская, Т. Б., Бондаренко, С. И. Проектирование систем электроснабжения: Справочник / И. В. Наумов. – Иркутск : Иркутский гос. ун-т, 2011. – 325 с.
- 7 ООО «ПРП» [Электронный ресурс] – Сайт URL: <http://kotel-kvr.su/> (дата обращения 05.06.2019).
- 8 ООО «Римос-Импэкс» [Электронный ресурс] – Сайт URL: <http://www.rimos.ru> (дата обращения 05.06.2019).
- 9 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М., Энергосервис, 2007.
- 10 Правила устройства электроустановок. Мин. энерго. РФ. – 7 изд.; перераб. и доп. – М : Издательство НЦ ЭНАС, 2006.
- 11 Производственные и отопительные котельные / Е. Ф. Бузников [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 248 с.
- 12 Расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельных: метод. Пособие / сост. Л. И. Бондалетова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2000. –39 с.

13 РД 34.21.122 – 87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

14 СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Госстрой России. М., 1997.

15 СНиП 2.04.07-86. Тепловые сети. Минстрой России. М., 1996.

16 СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Госстрой России. М., 1997.

17 СНиП 23-01-99. Строительная климатология (с Изменением N 1). Госстрой России. М., 2003.

18 Собурь, С. В. Пожарная безопасность предприятия. Курс пожарно-технического минимума: справочник. – пятое изд., доп. (с изм.). – М.: спецтехника, 2011. – 488 с.

19 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебное пособие– М.: / Е. Я. Соколов. – Москва: Изд-во Московский энергетический институт, 2001 г. – 472 с.

20 Судаков, Г.В. Бизнес-планирование инвестиционных проектов по строительству ТЭС, котельных и тепловых сетей: учебное пособие в 2 частях. – Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2009. – 170 с.

21 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов :учебное пособие./ Г. В. Судаков, Т. А. Голушко – Благовещенск: Изд-во Амурский гос. ун-т, 2006. – 189 с.

22 Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] – Сайт URL: <http://www.gks.ru/> (дата обращения 03.06.2019).

23 Федеральный закон от 30 декабря 2009г №384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" с изменениями на 02.07.2013г.

24 Федеральный закон РФ от 22.07.2008г №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» в редакции от 3 июля 2016г;

25 Фёдоров, А.А., Старкова, Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования, М : Энергоатомиздат, 2010. – 243 с.

26 Цынаева, А. А. Расчет элементов тепловой схемы котельной установки: методические указания к курсовому и дипломному проектированию. / А. А. Цынаева, Д. Л. Жуховицкий – Ульяновск: УлГТУ, 2005, – 24 с.

27 Экономика предприятия: Учебник / Под ред. проф. Н.А. Сафронова. М.:Юристъ,1998.

28 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3 / Под общей редакцией профессоров МЭИ. – М : Изд-во МЭИ, 2006.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ТЕПЛОВОЙ И ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Таблица А1 – Размерные параметры отапливаемых объектов

Категория зданий	Кол-во этажей, шт.	Длина, м	Ширина, м	Площадь, м ²	Объем, м ³	
1	2	3	4	5	6	
1 Гараж	1	11	6	66	198	
2 Жилой дом	5	132	13	1716	25740	
3 Административное	1	71	17	1507	4521	
		30	15			
4 Жилой дом	5	107	14	1498	22470	
5 Жилой дом	5	67	13	804	12060	
6 Жилой дом	2	30	15	486	2916	
		9	4			
7 Жилой дом	5	42	18	850	12750	
8 Жилой дом	5	50	17	1264	13992	
	1	23	18			
9 Жилой дом	14	17	3	896	37632	
		12	2			
		11	3			
		18	2			
		10	2			
		9	2			
10 Жилой дом	5	94	12	1128	16920	
		27	13			
11 Жилой дом	5	17	13	572	8580	
		17	13			
12 Жилой дом	2	43	17	2166	16917	
		3	32			18
		4	43			17
		16	8			
13 Административное СТО	2	32	20	640	3840	
15 Гараж	1	12	10	120	360	
16 Административное	1	22	10	466	1398	
		18	9			
		12	7			
17 Бизнес - центр	4	28	25	1104	13248	
		21	16			
		17	4			
18 Административное	3	19	14	1212	10908	
		20	20			
		18	14			
		21	14			
22 Административное	2	15	14	210	1260	

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
24 Речной вокзал	2	27	11	3432	25692
	6	15	14		
26 Административное	1	56	19	2303	6909
		47	17		
		22	20		
34 Колледж	1	18	13	975	2925
		39	13		
		26	9		
40 Жилой дом	5	105	15	1575	23625
42 Жилой дом	4	57	14	798	9576
43 Жилой дом	5	71	14	994	14910
44 Административное	1	20	19	3859	22014
		63	18		
		41	40		
	2	27	2		
		21	17		
		21	14		
45 Жилой дом	5	70	13	910	13650
46 Развлекательный центр	3	33	33	1053	9477
48 Гараж	1	16	5	80	240
49 Жилой дом	5	107	15	1605	24075
50 Жилой дом	5	108	13	1404	21060
52 Хозяйственный корпус	1	44	13	572	1716
53 Колледж	5	57	15	855	12825
55 Колледж	4	39	35	3749	44988
		52	50		
		8	7		
56 Гимназия	3	38	13	1834	16506
		42	12		
		44	19		
57 Жилой дом	5	119	14	1666	24990
58 Жилой дом	5	74	14	1036	15540
59 Жилой дом	4	28	13	896	9660
	3	38	14		
60 Жилой дом	4	72	13	936	11232
61 Жилой дом	3	62	15	930	8370
62 Жилой дом	3	57	13	819	7371
		13	6		
63 Административное	3	32	16	512	4608

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
64 Спортивная школа	3	21	13	1755	15795
		72	20		
		36	6		
65 Жилой дом	4	36	14	504	6048
66 Административное	1	10	9	90	270
69 Склады	1	21	22	462	1386
70 Жилой дом	5	85	14	1190	17850
71 Жилой дом	5	72	15	1080	16200
72 Жилой дом	5	105	15	1575	23625
73 Школа	3	72	47	2880	25920
74 Жилой дом	2	146	17	2754	38962
		17	16		
75 Жилой дом	5	101	14	1414	21210
76 Жилой дом	5	89	15	1335	20025
77 Жилой дом	5	77	16	1232	18480
78 Жилой дом	5	75	18	1074	16110
79 Жилой дом	5	82	15	1230	18450
80 Жилой дом	3	20	18	360	3240
81 Жилой дом	5	55	19	2804	56262
		7	19		
		9	19		
		7	20		
82 Жилой дом	5	82	15	1230	18450
83 Жилой дом	5	90	14	1260	18900
84 Административное	4	38	20	760	9120
85 Жилой дом	3	24	18	432	3888
86 Частный дом	2	15	15	225	1350
87 Частный дом	2	13	13	169	1014
88 Частный дом	2	12	12	144	864
89 Частный дом	3	16	13	208	1872
90 Частный дом	3	14	15	210	1890
91 Частный дом	2	17	15	255	1530
92 Частный дом	2	16	12	192	1152
93 Частный дом	2	14	13	182	1092
94 Частный дом	2	16	13	208	1248
95 Частый дом	2	27	5	228,5	1371
		8	2,5		
96 Жилой дом	2	28	17	476	2856
97 Жилой дом	5	61	14	854	12810
98 Жилой дом	5	116	14	1624	24360
99 Жилой дом	5	102	14	1428	21420

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
100 Жилой дом	6	51	14	2306	41508
		75	16		
		28	14		
		24	12		
101 Детский сад	2	19	12	1331	7986
		20	14		
		19	15		
		258			
		20	14		
102 Жилой дом	5	127	15	1905	28575
103 Жилой дом	2	19	11	241	1466
		19	13		
104 Общежитие	4	46	16	736	8832
105 Жилой дом	2	20	12	240	1440
106 Административное	2	32	14	459	2754
		8	3		
107 Хозяйственный корпус	1	20	10	200	600
108 Спорткомплекс	2	53	40	2140	12840
		15	5		
109 Частный дом	1	10	10	100	300
110 Частный дом	2	16	13	208	1248
111 Частный дом	1	13	12	156	468
112 Частный дом	1	23	15	345	1035
113 Жилой дом	4	72	15	1080	12960
114 Детский сад	2	41	14	574	3444
115 Прокуратура	2	33	14	462	2772
116 Жилой дом	2	30	13	390	2340
117 Жилой дом	5	25	16	862	8130
	1	33	14		
118 Жилой дом	5	115	15	1725	25875
119 Гараж	1	23	12	276	4140
120 Административное	5	61	13	793	11895
121 Жилой дом	5	143	13	1859	27885
122 Школа	3	39	9	731	6579
		30	12		
		5	4		
123 Жилой дом	5	66	14	924	13860
124 Жилой дом	5	114	14	1596	23940
125 Жилой дом	5	78	14	1392	17280
		20	15		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
126 Жилой дом	5	69	14	966	14490
127 Жилой дом	1	61	9	606	9090
		27	10		
		14	6		
128 Жилой дом	9	93	15	1395	37665
130 Жилой дом	5 и 1	102	14	1655	22161
131 Жилой дом	5	112	13	1456	21840
132 Детский сад	2	37	30	1260	7560
133 Жилой дом	5	54	14	1512	22680
	1	54	14		
134 Гараж	1	7	7	49	147
135 Жилой дом	5	47	12	824	12360
136 Жилой дом	5	110	14	1540	23100
1	2	3	4	5	6
137 Жилой дом	5	137	15	2055	30825
138 Жилой дом	10; 1	99	15	2833	48594
139 Административное	2	19	10	190	1140
140 Склад колледжа	2	26	15	390	2340
141 Склады	1	16	13	816	2448
		7	7		
		43	13		

Таблица А2 - Расчётные показатели тепловых нагрузок и расходов

№ здания	Удельные тепловые характеристика здания отопление q_0 , $\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}}$ на	$Q_{0\text{max}}$, $\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	$Q_{\text{ГВС}}$, $\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	Q_o^{Γ} , Гкал	$Q_{\text{ГВС}}^{\Gamma}$, Гкал
1	2	3	4	5	6
1	0,82	$9,02 \cdot 10^{-3}$	-	47,193	-
2	0,37	0,557	$69,71 \cdot 10^{-3}$	2916	560,488
3	0,46	0,107	-	560,918	-
4	0,37	0,487	$60,86 \cdot 10^{-3}$	2546	489,284
5	0,38	0,268	$32,66 \cdot 10^{-3}$	1403	262,607
6	0,5	0,083	$9,62 \cdot 10^{-3}$	436,127	77,335
7	0,37	0,276	$34,53 \cdot 10^{-3}$	1445	277,631

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6
8	0,37	0,318	$51,35 \cdot 10^{-3}$	1663	412,854
	0,595				
9	0,35	0,806	$67,2 \cdot 10^{-3}$	4215	540,288
10	0,37	0,347	$45,82 \cdot 10^{-3}$	1813	368,433
11	0,405	0,203	$23,24 \cdot 10^{-3}$	1064	186,829
12	0,46	0,403	$54,06 \cdot 10^{-3}$	2108	503,185
	0,38				
	0,675				
13	0,47	0,094	-	491,814	-
15	0,76	0,014	-	73,794	-
16	0,58	0,045	-	235,688	-
17	0,37	0,28	$2,76 \cdot 10^{-3}$	1464	22,19
18	0,38	0,235	$9,09 \cdot 10^{-3}$	1229	73,084
22	0,605	0,043	$0,53 \cdot 10^{-3}$	223,962	4,221
24	0,37	0,576	$5,87 \cdot 10^{-3}$	3010	47,181
	0,41				
26	0,42	0,155	$11,52 \cdot 10^{-3}$	813,054	92,581
34	0,51	0,084	$10,16 \cdot 10^{-3}$	441,43	81,656
40	0,37	0,512	$63,98 \cdot 10^{-3}$	2677	514,434
42	0,395	0,22	$32,42 \cdot 10^{-3}$	1150	260,647
43	0,37	0,323	$40,38 \cdot 10^{-3}$	1689	324,665
44	0,37	0,457	0,144	4538	1160
	0,618				
45	0,37	0,29	$41,52 \cdot 10^{-3}$	1519	333,811
46	0,395	0,212	-	1110	-
48	0,8	0,01	-	54,803	-
49	0,37	0,521	-	2728	-
50	0,371	0,457	-	2392	-
52	0,55	0,049	-	254,558	-
53	0,37	0,278	$19,59 \cdot 10^{-3}$	1453	157,534
55	0,44	0,889	$15,62 \cdot 10^{-3}$	4652	125,591
56	0,37	0,352	$4,59 \cdot 10^{-3}$	1843	36,863
57	0,37	0,541	$67,68 \cdot 10^{-3}$	2831	544,157

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6
58	0,37	0,337	$96,05 \cdot 10^{-3}$	1761	772,208
59	0,43	0,254	$22,6 \cdot 10^{-3}$	1329	181,691
	0,5				
60	0,38	0,248	-	1298	-
61	0,41	0,198	$63,98 \cdot 10^{-3}$	1036	514,434
62	0,42	0,179	$33,27 \cdot 10^{-3}$	934,284	267,506
63	0,46	0,12	-	628,253	-
64	0,37	0,325	$36,56 \cdot 10^{-3}$	1701	293,962
65	0,43	0,146	-	343,338	-
66	0,79	0,012	-	62	-
69	0,67	0,043	-	224,84	-
70	0,371	0,388	$3,8 \cdot 10^{-3}$	2028	30,550
71	0,37	0,351	$43,87 \cdot 10^{-3}$	1835	352,755
72	0,37	0,512	$63,98 \cdot 10^{-3}$	2677	514,434
73	0,37	0,543	-	2843	-
74	0,35	0,815	0,121	4263	966,954
	0,56				
75	0,37	0,459	$57,44 \cdot 10^{-3}$	2403	461,848
76	0,37	0,434	$54,23 \cdot 10^{-3}$	2269	436,044
77	0,37	0,4	$50,05 \cdot 10^{-3}$	2094	402,402
78	0,37	0,349	$43,63 \cdot 10^{-3}$	1825	350,795
79	0,37	0,4	$49,97 \cdot 10^{-3}$	2090	401,749
80	0,49	0,092	-	479,12	-
81	0,37	1,243	$90,76 \cdot 10^{-3}$	1776	729,772
	0,37				
	0,38				
	0,375				
82	0,37	0,4	$49,97 \cdot 10^{-3}$	2090	401,749
83	0,37	0,409	$51,19 \cdot 10^{-3}$	2141	411,547
84	0,4	0,204	$15,83 \cdot 10^{-3}$	1070	127,3
85	0,47	0,105	$9,63 \cdot 10^{-3}$	551,477	77,425
86	0,585	0,0443	-	232,027	-

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6
87	0,65	0,037	$3,34 \cdot 10^{-3}$	193,642	26,892
88	0,66	0,032	$2,85 \cdot 10^{-3}$	167,535	22,914
89	0,533	0,057	-	295,731	-
90	0,53	0,057	-	296,894	-
91	0,57	0,049	-	256,221	-
92	0,61	0,039	$3,8 \cdot 10^{-3}$	206,458	30,552
93	0,37	0,023	-	118,706	-
94	0,595	0,042	$4,12 \cdot 10^{-3}$	218,163	33,098
95	0,58	0,045	$4,52 \cdot 10^{-3}$	233,622	36,36
96	0,517	0,084	-	441,676	-
97	0,37	0,277	$34,69 \cdot 10^{-3}$	1451	278,938
98	0,37	0,527	$65,97 \cdot 10^{-3}$	2760	530,439
99	0,37	0,464	$58,01 \cdot 10^{-3}$	2427	466,421
100	0,35	0,856	0,118	4476	946,325
101	0,41	0,194	$25,79 \cdot 10^{-3}$	1014	207,337
102	0,37	0,619	$77,39 \cdot 10^{-3}$	3237	622,221
103	0,57	0,047	$4,77 \cdot 10^{-3}$	246,546	38,349
104	0,4	0,205	$23 \cdot 10^{-3}$	1074	184,92
105	0,51	0,042	$4,75 \cdot 10^{-3}$	219,679	38,19
106	0,528	0,082	$1,15 \cdot 10^{-3}$	427,215	9,226
107	0,69	0,021	-	111,663	-
108	0,37	0,262	$44,58 \cdot 10^{-3}$	1370	358,45
109	0,78	0,013	$1,98 \cdot 10^{-3}$	68,017	15,913
110	0,6	0,042	$4,12 \cdot 10^{-3}$	219,996	33,098
111	0,725	0,019	-	98,625	-
112	0,65	0,037	$6,83 \cdot 10^{-3}$	195,55	54,898
113	0,37	0,279	0,101	1458	805,005
114	0,477	0,097	$8,97 \cdot 10^{-3}$	508,918	72,109
115	0,51	0,079	$1,15 \cdot 10^{-3}$	415,348	9,286
116	0,52	0,07	$15,84 \cdot 10^{-3}$	363,977	127,384

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6
117	0,42	0,207	$18,87 \cdot 10^{-3}$	1084	158,941
	0,6				
118	0,37	0,56	$70,08 \cdot 10^{-3}$	2932	563,428
119	0,47	0,106	-	552,949	-
120	0,38	0,255	$32,22 \cdot 10^{-3}$	1334	259,014
121	0,365	0,596	$75,52 \cdot 10^{-3}$	3117	607,196
122	0,425	0,158	$1,83 \cdot 10^{-3}$	828,73	14,693
123	0,37	0,3	$37,54 \cdot 10^{-3}$	1570	301,801
124	0,37	0,518	$71,49 \cdot 10^{-3}$	2712	574,76
125	0,37	0,389	$15,63 \cdot 10^{-3}$	2032	582,9
	0,66				
126	0,37	0,314	$50,31 \cdot 10^{-3}$	1642	404,513
127	0,4	0,213	0,123	1113	989,674
128	0,35	0,789	-	4128	-
130	0,37	0,492	$63,1 \cdot 10^{-3}$	2575	507,264
	0,675				
131	0,37	0,473	$59,15 \cdot 10^{-3}$	2474	475,566
132	0,37	0,183	$19,69 \cdot 10^{-3}$	955,204	158,287
133	0,35	0,617	$70,09 \cdot 10^{-3}$	3226	563,504
	0,47				
134	0,87	$6,6 \cdot 10^{-3}$	-	34,494	-
135	0,38	0,275	0,033	1438	269,139
136	0,37	0,5	$35,29 \cdot 10^{-3}$	2617	283,745
137	0,34	0,613	0,083	3209	671,214
138	0,34	1,018	0,141	5328	1137
	0,47				
139	0,615	0,039	-	205,982	-
140	0,525	0,069	$3,4 \cdot 10^{-3}$	360,931	13,065
141	0,52	0,066	$1,625 \cdot 10^{-3}$	343,338	27,336
Итого	31,132	3,679	169459,49	28664,04	

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таблица А3 - Результаты расчёта тепловых потерь

№	$G_{ут.н1}, M^3$	$Q_{у.н}, Гкал$	$Q_{зан}, Гкал$	$Q_{из.н.год}, Гкал/ч$
1	2	3	4	5
1	478,606	0,221	$9,319 \cdot 10^{-3}$	$7,401 \cdot 10^{-3}$
2	0,163	$7,519 \cdot 10^{-5}$	$3,168 \cdot 10^{-3}$	$2,072 \cdot 10^{-4}$
3	633,657	0,293	0,012	$9,798 \cdot 10^{-3}$
4	12,256	$5,664 \cdot 10^{-3}$	$2,368 \cdot 10^{-4}$	$1,512 \cdot 10^{-3}$
5	3,167	$1,463 \cdot 10^{-3}$	$6,166 \cdot 10^{-5}$	$7,133 \cdot 10^{-3}$
6	3,756	$1,736 \cdot 10^{-3}$	$7,314 \cdot 10^{-5}$	$4,018 \cdot 10^{-3}$
7	1,371	$6,335 \cdot 10^{-4}$	$2,669 \cdot 10^{-5}$	$2,563 \cdot 10^{-3}$
8	5,835	$2,697 \cdot 10^{-3}$	$1,136 \cdot 10^{-4}$	0,012
9	1,371	$6,335 \cdot 10^{-4}$	$2,669 \cdot 10^{-5}$	$7,949 \cdot 10^{-4}$
10	20,567	$9,545 \cdot 10^{-3}$	$4,022 \cdot 10^{-4}$	$3,822 \cdot 10^{-3}$
11	4,179	$1,931 \cdot 10^{-3}$	$8,136 \cdot 10^{-5}$	$6,984 \cdot 10^{-4}$
12	14,74	$6,812 \cdot 10^{-3}$	$2,87 \cdot 10^{-4}$	$2,464 \cdot 10^{-3}$
13	560,311	0,259	0,011	0,011
14	13,108	$6,058 \cdot 10^{-3}$	$2,552 \cdot 10^{-4}$	$1,617 \cdot 10^{-3}$
15	41,892	0,019	$8,157 \cdot 10^{-4}$	$2,63 \cdot 10^{-3}$
16	54,457	0,025	$1,06 \cdot 10^{-3}$	$4,623 \cdot 10^{-3}$
17	1,549	$7,158 \cdot 10^{-4}$	$3,016 \cdot 10^{-5}$	$1,911 \cdot 10^{-4}$
18	8,467	$3,913 \cdot 10^{-3}$	$1,649 \cdot 10^{-4}$	$1,907 \cdot 10^{-3}$
19	4,562	$2,108 \cdot 10^{-3}$	$8,883 \cdot 10^{-5}$	$7,625 \cdot 10^{-4}$
20	4,562	$5,486 \cdot 10^{-4}$	$2,311 \cdot 10^{-5}$	$7,849 \cdot 10^{-4}$
21	10,116	$4,675 \cdot 10^{-3}$	$1,97 \cdot 10^{-4}$	$1,691 \cdot 10^{-3}$
22	4,81	$2,223 \cdot 10^{-3}$	$9,365 \cdot 10^{-5}$	$1,396 \cdot 10^{-3}$
23	0,325	$1,502 \cdot 10^{-4}$	$6,327 \cdot 10^{-6}$	$2,149 \cdot 10^{-4}$
24	4,875	$2,253 \cdot 10^{-3}$	$9,493 \cdot 10^{-5}$	$1,415 \cdot 10^{-3}$
25	5,315	$2,456 \cdot 10^{-3}$	$1,035 \cdot 10^{-4}$	$8,884 \cdot 10^{-4}$
26	1,576	$7,282 \cdot 10^{-4}$	$3,068 \cdot 10^{-5}$	$1,042 \cdot 10^{-3}$
27	0,736	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$1,432 \cdot 10^{-5}$	$4,864 \cdot 10^{-4}$
28	4,282	$1,979 \cdot 10^{-3}$	$8,337 \cdot 10^{-5}$	$9,646 \cdot 10^{-4}$
29	0,748	$3,455 \cdot 10^{-4}$	$1,456 \cdot 10^{-5}$	$4,943 \cdot 10^{-4}$
30	0,924	$4,269 \cdot 10^{-4}$	$1,799 \cdot 10^{-5}$	$6,109 \cdot 10^{-4}$
31	1,724	$7,969 \cdot 10^{-4}$	$3,357 \cdot 10^{-5}$	$5,004 \cdot 10^{-4}$
32	0,512	$2,364 \cdot 10^{-4}$	$9,96 \cdot 10^{-6}$	$3,382 \cdot 10^{-4}$
33	2,244	$1,037 \cdot 10^{-3}$	$4,469 \cdot 10^{-5}$	$6,511 \cdot 10^{-4}$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5
34	0,952	$6,058 \cdot 10^{-3}$	$1,854 \cdot 10^{-5}$	$6,497 \cdot 10^{-4}$
35	1,087	0,061	$2,116 \cdot 10^{-5}$	$7,415 \cdot 10^{-4}$
36	1,414	$6,534 \cdot 10^{-4}$	$2,753 \cdot 10^{-5}$	$9,348 \cdot 10^{-4}$
37	319,769	0,148	$6,226 \cdot 10^{-3}$	$6,561 \cdot 10^{-3}$
38	45,142	0,021	$8,79 \cdot 10^{-4}$	$7,545 \cdot 10^{-3}$
39	3,459	$1,599 \cdot 10^{-3}$	$6,735 \cdot 10^{-5}$	$1,004 \cdot 10^{-3}$
41	810,615	0,375	0,016	0,021
42	49,656	0,028	$1,162 \cdot 10^{-3}$	$3,746 \cdot 10^{-3}$
43	1,759	$8,129 \cdot 10^{-4}$	$3,425 \cdot 10^{-5}$	$2,94 \cdot 10^{-4}$
44	16,086	$7,434 \cdot 10^{-3}$	$3,132 \cdot 10^{-4}$	$1,366 \cdot 10^{-3}$
45	18,497	$8,548 \cdot 10^{-3}$	$3,601 \cdot 10^{-5}$	$3,092 \cdot 10^{-3}$
46	0,295	$1,362 \cdot 10^{-4}$	$5,737 \cdot 10^{-5}$	$2,01 \cdot 10^{-4}$
47	17,865	$8,256 \cdot 10^{-3}$	$3,478 \cdot 10^{-5}$	$2,986 \cdot 10^{-3}$
48	477,79	0,221	$9,303 \cdot 10^{-3}$	0,015
49	33,634	0,016	$6,549 \cdot 10^{-4}$	$4,149 \cdot 10^{-3}$
50	2,853	$1,319 \cdot 10^{-3}$	$5,555 \cdot 10^{-5}$	$4,769 \cdot 10^{-4}$
51	18,329	$8,471 \cdot 10^{-3}$	$3,569 \cdot 10^{-4}$	$4,129 \cdot 10^{-3}$
52	2,422	$1,119 \cdot 10^{-3}$	$4,716 \cdot 10^{-5}$	$7,029 \cdot 10^{-4}$
53	12,029	$5,559 \cdot 10^{-3}$	$2,342 \cdot 10^{-4}$	$3,491 \cdot 10^{-3}$
54	3,139	$1,451 \cdot 10^{-3}$	$6,112 \cdot 10^{-5}$	$2,142 \cdot 10^{-3}$
55	104,263	0,048	$2,03 \cdot 10^{-3}$	$4,227 \cdot 10^{-3}$
56	15,95	$7,371 \cdot 10^{-3}$	$3,106 \cdot 10^{-4}$	$2,666 \cdot 10^{-3}$
57	173,733	0,08	$3,383 \cdot 10^{-3}$	$7,044 \cdot 10^{-3}$
58	15,704	$7,257 \cdot 10^{-3}$	$3,058 \cdot 10^{-4}$	$8,602 \cdot 10^{-4}$
59	38,089	0,018	$7,416 \cdot 10^{-4}$	$2,392 \cdot 10^{-3}$
60	7,926	$3,663 \cdot 10^{-3}$	$1,543 \cdot 10^{-4}$	$4,977 \cdot 10^{-4}$
61	65,492	0,03	$1,275 \cdot 10^{-3}$	0,011
62	2,068	$9,557 \cdot 10^{-4}$	$4,027 \cdot 10^{-5}$	$6,002 \cdot 10^{-4}$
63	10,59	$4,894 \cdot 10^{-3}$	$2,062 \cdot 10^{-4}$	$1,77 \cdot 10^{-3}$
64	0,888	$4,102 \cdot 10^{-4}$	$1,728 \cdot 10^{-5}$	$2,576 \cdot 10^{-4}$
65	13,649	$6,308 \cdot 10^{-3}$	$2,658 \cdot 10^{-4}$	$3,075 \cdot 10^{-3}$
66	45,336	0,021	$8,827 \cdot 10^{-4}$	$3,849 \cdot 10^{-3}$
67	2,366	$1,093 \cdot 10^{-3}$	$4,606 \cdot 10^{-5}$	$6,866 \cdot 10^{-4}$
68	26,45	0,012	$5,15 \cdot 10^{-4}$	$3,263 \cdot 10^{-3}$
69	17,398	$8,29 \cdot 10^{-3}$	$3,493 \cdot 10^{-4}$	$2,998 \cdot 10^{-3}$
70	91,713	0,042	$1,786 \cdot 10^{-3}$	$7,786 \cdot 10^{-3}$
71	2,82	$1,303 \cdot 10^{-3}$	$5,492 \cdot 10^{-5}$	$4,714 \cdot 10^{-4}$
72	23,295	0,011	$4,536 \cdot 10^{-4}$	$2,874 \cdot 10^{-3}$
73	1,295	$5,983 \cdot 10^{-4}$	$2,521 \cdot 10^{-5}$	$2,164 \cdot 10^{-4}$
74	22,286	0,01	$4,339 \cdot 10^{-4}$	$3,725 \cdot 10^{-3}$
75	7,24	$3,346 \cdot 10^{-3}$	$1,41 \cdot 10^{-4}$	$4,787 \cdot 10^{-3}$
76	41,468	0,019	$8,074 \cdot 10^{-4}$	$6,931 \cdot 10^{-3}$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5
77	1,858	$8,585 \cdot 10^{-4}$	$3,617 \cdot 10^{-5}$	$5,391 \cdot 10^{-3}$
78	15,505	$7,165 \cdot 10^{-3}$	$3,019 \cdot 10^{-4}$	$2,235 \cdot 10^{-3}$
79	3,521	$1,627 \cdot 10^{-3}$	$6,856 \cdot 10^{-5}$	$1,022 \cdot 10^{-3}$
80	20,654	$9,545 \cdot 10^{-3}$	$4,022 \cdot 10^{-4}$	$7,348 \cdot 10^{-3}$
81	85,345	0,039	$1,662 \cdot 10^{-3}$	$5,359 \cdot 10^{-3}$
82	12,221	$5,648 \cdot 10^{-3}$	$2,38 \cdot 10^{-4}$	$1,508 \cdot 10^{-3}$
83	114,948	0,053	$2,238 \cdot 10^{-3}$	$5,228 \cdot 10^{-4}$
84	0,541	$2,499 \cdot 10^{-4}$	$1,053 \cdot 10^{-5}$	$6,887 \cdot 10^{-4}$
85	1,909	$8,82 \cdot 10^{-4}$	$3,716 \cdot 10^{-5}$	$1,302 \cdot 10^{-3}$
86	83,399	0,039	$1,624 \cdot 10^{-3}$	$7,08 \cdot 10^{-3}$
87	7,797	$3,603 \cdot 10^{-3}$	$1,518 \cdot 10^{-4}$	$1,756 \cdot 10^{-3}$
88	3,427	$1,584 \cdot 10^{-3}$	$6,673 \cdot 10^{-5}$	$4,228 \cdot 10^{-4}$
89	3,565	$1,648 \cdot 10^{-3}$	$6,942 \cdot 10^{-5}$	$2,357 \cdot 10^{-3}$
90	14,339	$6,627 \cdot 10^{-3}$	$2,792 \cdot 10^{-4}$	$4,161 \cdot 10^{-3}$
91	74,993	0,035	$1,46 \cdot 10^{-3}$	$9,252 \cdot 10^{-3}$
92	18,824	$8,699 \cdot 10^{-3}$	$3,665 \cdot 10^{-4}$	$3,146 \cdot 10^{-3}$
93	8,022	$3,707 \cdot 10^{-3}$	$1,562 \cdot 10^{-4}$	$2,328 \cdot 10^{-3}$
94	136,005	0,063	$2,648 \cdot 10^{-3}$	$5,514 \cdot 10^{-3}$
95	6,664	$3,08 \cdot 10^{-3}$	$1,298 \cdot 10^{-4}$	$1,114 \cdot 10^{-3}$
96	153,372	0,071	$2,983 \cdot 10^{-3}$	$8,401 \cdot 10^{-3}$
97	9,663	$4,466 \cdot 10^{-3}$	$1,882 \cdot 10^{-4}$	$1,192 \cdot 10^{-3}$
98	37,523	0,017	$7,306 \cdot 10^{-4}$	$2,356 \cdot 10^{-3}$
99	36,477	0,017	$7,102 \cdot 10^{-4}$	$6,097 \cdot 10^{-3}$
100	44,415	0,021	$8,648 \cdot 10^{-4}$	$2,789 \cdot 10^{-3}$
101	12,79	$5,911 \cdot 10^{-3}$	$2,49 \cdot 10^{-4}$	$2,138 \cdot 10^{-3}$
102	9,243	$4,272 \cdot 10^{-3}$	$1,8 \cdot 10^{-4}$	$1,545 \cdot 10^{-3}$
103	47,304	0,022	$9,211 \cdot 10^{-4}$	$4,016 \cdot 10^{-3}$
104	6,586	$3,044 \cdot 10^{-3}$	$1,282 \cdot 10^{-4}$	$8,125 \cdot 10^{-4}$
105	31,371	0,014	$6,108 \cdot 10^{-4}$	$5,243 \cdot 10^{-3}$
106	867,413	0,401	0,017	0,035
107	14,99	$6,928 \cdot 10^{-3}$	$2,919 \cdot 10^{-4}$	$2,505 \cdot 10^{-3}$
108	13,929	$6,437 \cdot 10^{-3}$	$2,712 \cdot 10^{-4}$	$4,042 \cdot 10^{-3}$
109	25,877	0,012	$5,038 \cdot 10^{-4}$	$4,325 \cdot 10^{-3}$
110	0,208	$9,613 \cdot 10^{-5}$	$4,05 \cdot 10^{-6}$	$1,419 \cdot 10^{-4}$
111	158,876	0,073	$3,093 \cdot 10^{-3}$	$6,442 \cdot 10^{-3}$
112	4,275	$1,976 \cdot 10^{-3}$	$8,324 \cdot 10^{-5}$	$7,145 \cdot 10^{-4}$
113	133,975	0,062	$2,609 \cdot 10^{-3}$	$5,432 \cdot 10^{-3}$
114	9,38	$4,335 \cdot 10^{-3}$	$1,826 \cdot 10^{-4}$	$1,157 \cdot 10^{-3}$
115	53,848	0,025	$1,048 \cdot 10^{-3}$	$6,643 \cdot 10^{-3}$
116	9,937	$4,592 \cdot 10^{-3}$	$1,935 \cdot 10^{-4}$	$1,661 \cdot 10^{-3}$
117	2,128	$9,833 \cdot 10^{-4}$	$4,143 \cdot 10^{-5}$	$4,793 \cdot 10^{-4}$
118	190,963	0,088	$3,718 \cdot 10^{-3}$	$7,743 \cdot 10^{-4}$
119	29,615	0,014	$5,766 \cdot 10^{-4}$	$1,622 \cdot 10^{-3}$
120	20,421	$9,437 \cdot 10^{-3}$	$3,976 \cdot 10^{-4}$	$1,734 \cdot 10^{-3}$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5
121	26,316	0,012	$5,124 \cdot 10^{-4}$	$2,234 \cdot 10^{-3}$
122	11,089	$5,125 \cdot 10^{-3}$	$2,159 \cdot 10^{-4}$	$1,853 \cdot 10^{-3}$
123	5,414	$2,502 \cdot 10^{-3}$	$1,054 \cdot 10^{-4}$	$1,571 \cdot 10^{-3}$
124	23,317	0,011	$4,54 \cdot 10^{-4}$	$3,897 \cdot 10^{-3}$
125	2,622	$1,212 \cdot 10^{-3}$	$5,106 \cdot 10^{-5}$	$7,61 \cdot 10^{-4}$
126	2,406	$1,112 \cdot 10^{-3}$	$4,684 \cdot 10^{-5}$	$5,419 \cdot 10^{-4}$
127	1,769	$8,173 \cdot 10^{-4}$	$3,443 \cdot 10^{-5}$	$2,956 \cdot 10^{-4}$
128	7,824	$3,616 \cdot 10^{-3}$	$1,523 \cdot 10^{-4}$	$1,308 \cdot 10^{-3}$
129	3,524	$1,629 \cdot 10^{-3}$	$6,862 \cdot 10^{-5}$	$2,33 \cdot 10^{-3}$
130	37,523	0,017	$7,306 \cdot 10^{-4}$	$2,356 \cdot 10^{-3}$
131	9,539	$4,408 \cdot 10^{-3}$	$1,857 \cdot 10^{-4}$	$1,177 \cdot 10^{-3}$
132	4,832	2,233	$9,408 \cdot 10^{-5}$	$5,961 \cdot 10^{-4}$
133	10,531	$4,867 \cdot 10^{-3}$	$2,05 \cdot 10^{-4}$	$3,056 \cdot 10^{-3}$
134	417,28	0,193	$8,125 \cdot 10^{-3}$	0,017
135	131,945	0,061	$2,569 \cdot 10^{-3}$	$7,228 \cdot 10^{-3}$
136	19,471	$8,999 \cdot 10^{-3}$	$3,791 \cdot 10^{-4}$	$1,653 \cdot 10^{-3}$
137	10,918	$5,045 \cdot 10^{-3}$	$2,126 \cdot 10^{-4}$	$1,825 \cdot 10^{-3}$
138	56,989	0,026	$1,11 \cdot 10^{-3}$	$7,031 \cdot 10^{-3}$
139	64,696	0,03	$1,26 \cdot 10^{-3}$	$7,981 \cdot 10^{-3}$
140	1,791	$8,277 \cdot 10^{-4}$	$3,487 \cdot 10^{-4}$	$1,842 \cdot 10^{-3}$
141	50,833	0,023	$9,898 \cdot 10^{-4}$	$4,316 \cdot 10^{-3}$
142	11,823	$5,464 \cdot 10^{-3}$	$2,302 \cdot 10^{-4}$	$1,976 \cdot 10^{-3}$
143	32,724	0,015	$6,372 \cdot 10^{-4}$	$7,371 \cdot 10^{-3}$
144	2,969	$1,372 \cdot 10^{-3}$	$5,78 \cdot 10^{-5}$	$4,962 \cdot 10^{-4}$
145	182,414	0,084	$3,552 \cdot 10^{-3}$	$9,992 \cdot 10^{-3}$
146	8,088	3,738	$1,575 \cdot 10^{-4}$	$2,347 \cdot 10^{-3}$
147	151,047	0,07	$2,941 \cdot 10^{-3}$	$8,274 \cdot 10^{-3}$
148	37,015	0,017	$7,207 \cdot 10^{-4}$	$4,566 \cdot 10^{-3}$
149	1,485	$6,862 \cdot 10^{-4}$	$2,891 \cdot 10^{-5}$	$1,891 \cdot 10^{-3}$
150	4,603	$2,127 \cdot 10^{-3}$	$8,963 \cdot 10^{-5}$	$5,679 \cdot 10^{-4}$
151	221,355	0,102	$4,31 \cdot 10^{-3}$	0,014
152	2,884	$1,333 \cdot 10^{-3}$	$5,615 \cdot 10^{-5}$	$4,82 \cdot 10^{-4}$
153	93,655	0,043	$1,824 \cdot 10^{-3}$	$5,88 \cdot 10^{-3}$
154	13,403	$6,194 \cdot 10^{-3}$	$2,61 \cdot 10^{-4}$	$1,653 \cdot 10^{-3}$
155	29,61	0,014	$5,765 \cdot 10^{-4}$	$2,514 \cdot 10^{-3}$
156	439,675	0,203	$8,561 \cdot 10^{-3}$	0,011
157	16,428	$7,592 \cdot 10^{-3}$	$3,199 \cdot 10^{-4}$	$4,767 \cdot 10^{-3}$
158	3,033	$1,401 \cdot 10^{-3}$	$5,905 \cdot 10^{-5}$	$8,801 \cdot 10^{-4}$
159	0,145	$6,713 \cdot 10^{-5}$	$2,828 \cdot 10^{-6}$	$9,605 \cdot 10^{-5}$
160	2,975	$1,375 \cdot 10^{-3}$	$5,793 \cdot 10^{-5}$	$1,967 \cdot 10^{-3}$
161	0,566	$2,617 \cdot 10^{-4}$	$1,103 \cdot 10^{-5}$	$3,745 \cdot 10^{-4}$
162	2,71	$1,253 \cdot 10^{-3}$	$5,277 \cdot 10^{-5}$	$3,452 \cdot 10^{-3}$
163	116,971	0,054	$2,278 \cdot 10^{-3}$	0,02
164	12,929	$5,975 \cdot 10^{-3}$	$2,517 \cdot 10^{-4}$	$2,161 \cdot 10^{-3}$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5
165	1,023	$4,728 \cdot 10^{-4}$	$1,992 \cdot 10^{-5}$	$6,765 \cdot 10^{-4}$
166	16,917	$7,818 \cdot 10^{-3}$	$3,294 \cdot 10^{-4}$	$2,827 \cdot 10^{-3}$
167	1,07	$4,947 \cdot 10^{-4}$	$2,084 \cdot 10^{-5}$	$8,653 \cdot 10^{-4}$
168	18,989	$8,776 \cdot 10^{-3}$	$3,697 \cdot 10^{-4}$	$5,511 \cdot 10^{-3}$
169	0,404	1,865	$7,857 \cdot 10^{-6}$	$2,668 \cdot 10^{-4}$
170	4,804	$2,22 \cdot 10^{-3}$	$9,354 \cdot 10^{-5}$	$1,394 \cdot 10^{-3}$
171	4,675	$2,161 \cdot 10^{-3}$	$9,103 \cdot 10^{-5}$	$3,091 \cdot 10^{-3}$
172	1,686	$7,79 \cdot 10^{-4}$	$3,282 \cdot 10^{-5}$	$1,15 \cdot 10^{-3}$
173	416,666	0,193	$8,113 \cdot 10^{-3}$	0,011
174	14,352	$6,633 \cdot 10^{-3}$	$2,794 \cdot 10^{-4}$	$1,218 \cdot 10^{-3}$
175	46,979	0,022	$9,147 \cdot 10^{-4}$	$5,796 \cdot 10^{-3}$
176	5,861	$2,709 \cdot 10^{-3}$	$1,141 \cdot 10^{-4}$	$1,701 \cdot 10^{-3}$
177	9,019	$4,168 \cdot 10^{-3}$	$1,756 \cdot 10^{-4}$	$1,113 \cdot 10^{-3}$
178	418,126	0,193	$8,141 \cdot 10^{-3}$	0,011
179	2,818	$1,302 \cdot 10^{-3}$	$5,486 \cdot 10^{-5}$	$8,176 \cdot 10^{-4}$
180	294,787	0,136	$5,74 \cdot 10^{-3}$	$7,666 \cdot 10^{-3}$
181	5,875	$2,715 \cdot 10^{-3}$	$1,144 \cdot 10^{-4}$	$7,248 \cdot 10^{-4}$
182	3,874	$1,79 \cdot 10^{-3}$	$7,543 \cdot 10^{-5}$	6,475
183	265,589	0,123	$5,171 \cdot 10^{-3}$	$8,455 \cdot 10^{-3}$
184	412,677	0,191	$8,035 \cdot 10^{-3}$	0,011
Итого	114111,4	5,267	0,219	0,659

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

Таблица Б1 – Результаты расчета толщины тепловой изоляции

Номер участка	$\delta_k, \text{ м}$
1	2
1	0,099
2	0,159
3	0,099
4	0,126
5	0,136
6	0,158
7	0,131
8	$7,202 \cdot 10^{-3}$
9	0,243
10	0,126
11	0,127
12	0,127
13	0,114
14	0,126
15	0,141
16	0,153
17	0,126
18	0,136
19	0,127
20	0,158
21	0,016
22	0,138
23	0,158
24	0,138
25	0,127
26	0,158
27	0,158
28	0,136
29	0,158
30	0,158
31	0,138
32	0,158
33	$8,78 \cdot 10^{-3}$
34	0,15
35	0,15
36	0,158
37	0,114
38	0,127
39	0,138
41	0,112
42	0,141
43	0,127
44	0,153

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2
45	0,127
46	0,15
47	0,127
48	0,117
49	0,126
50	0,127
51	0,136
52	0,138
53	0,138
54	0,15
55	0,122
56	0,127
57	0,122
58	0,131
59	0,141
60	0,141
61	0,127
62	0,138
63	0,127
64	0,138
65	0,136
66	0,153
67	0,138
68	0,126
69	0,127
70	0,153
71	0,127
72	0,126
73	0,16
74	0,16
75	0,158
76	0,127
77	0,138
78	0,159
79	0,138
80	0,112
81	0,141
82	0,126
83	0,15
84	0,159
85	0,15
86	0,153
87	0,136
88	0,126
89	0,158

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2
90	0,138
91	0,126
92	0,127
93	0,138
94	0,122
95	0,127
96	0,131
97	0,126
98	0,141
99	0,127
100	0,141
101	0,127
102	0,157
103	0,153
104	0,126
105	0,127
106	0,122
107	0,127
108	0,138
109	0,127
110	0,235
111	0,122
112	0,127
113	0,122
114	0,126
115	0,126
116	0,127
117	0,136
118	0,122
119	0,131
120	0,153
121	0,153
122	0,127
123	0,138
124	0,127
125	0,138
126	0,136
127	0,127
128	0,127
129	0,158
130	0,141
131	0,126
132	0,126
133	0,138

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2
134	0,122
135	0,131
136	0,153
137	0,127
138	0,126
139	0,126
140	0,127
141	0,153
142	0,127
143	0,136
144	0,127
145	0,131
146	0,138
147	0,131
148	0,126
149	0,159
150	0,126
151	0,141
152	0,127
153	0,141
154	0,126
155	0,153
156	0,112
157	0,138
158	0,138
159	0,158
160	0,158
161	0,158
162	0,159
163	0,127
164	0,127
165	0,158
166	0,127
167	0,138
168	0,138
169	0,158
170	0,138
171	0,158
172	0,15
173	0,112
174	0,153
175	0,126
176	0,138
177	0,126

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы Б1

1	2
178	0,112
179	0,138
180	0,112
181	0,126
182	0,127
183	0,117
184	0,112

ПРИЛОЖЕНИЕ В
РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

$$P_{НОМ1} := 25 \cdot n_1 := 3$$

$$P_{ОСВ.КОТ.} := 5.2 \quad Q_{ОСВ.КОТ.} := 3.24$$

$$P_{НОМ2} := 55 \cdot n_2 := 3$$

$$P_{НОМ\Sigma} := 470.2$$

$$P_{НОМ3} := 7.5 \cdot n_3 := 2$$

$$P_{НОМ4} := 7.5 \cdot n_4 := 3$$

$$K_{И1} := 0.8 \quad K_{И6} := 0.7 \quad \operatorname{tg}\varphi_1 := 0.69 \quad \operatorname{tg}\varphi_6 := 0.67$$

$$P_{НОМ5} := 55 \cdot n_5 := 3$$

$$K_{И2} := 0.75 \quad K_{И7} := 0.8 \quad \operatorname{tg}\varphi_2 := 0.75 \quad \operatorname{tg}\varphi_7 := 0.62$$

$$P_{НОМ6} := 30 \cdot n_6 := 3$$

$$K_{И3} := 0.8 \quad K_{И8} := 0.65 \quad \operatorname{tg}\varphi_3 := 0.62 \quad \operatorname{tg}\varphi_8 := 1.33$$

$$P_{НОМ7} := 11 \cdot n_7 := 1$$

$$K_{И4} := 0.75 \quad K_{И9} := 0.6 \quad \operatorname{tg}\varphi_4 := 1.02 \quad \operatorname{tg}\varphi_9 := 1.4$$

$$P_{НОМ8} := 7.2 \cdot n_8 := 1$$

$$K_{И5} := 0.7 \quad K_{И10} := 0.8 \quad \operatorname{tg}\varphi_5 := 0.75 \quad \operatorname{tg}\varphi_{10} := 0.75$$

$$P_{НОМ9} := 22 \cdot n_9 := 1$$

$$P_{НОМ10} := 2 \cdot n_{10} := 3$$

$$n := n_1 + n_2 + n_3 + n_4 + n_5 + n_6 + n_7 + n_8 + n_9 + n_{10} = 23$$

$$P_{УСТ1} := P_{НОМ1} \cdot n_1 = 750 \quad P_{УСТ5} := P_{НОМ5} \cdot n_5 = 165 \quad P_{УСТ9} := P_{НОМ9} \cdot n_9 = 22$$

$$P_{УСТ2} := P_{НОМ2} \cdot n_2 = 165 \quad P_{УСТ6} := P_{НОМ6} \cdot n_6 = 90 \quad P_{УСТ10} := P_{НОМ10} \cdot n_{10} = 75$$

$$P_{УСТ3} := P_{НОМ3} \cdot n_3 = 15 \quad P_{УСТ7} := P_{НОМ7} \cdot n_7 = 11$$

$$P_{УСТ4} := P_{НОМ4} \cdot n_4 = 22.5 \quad P_{УСТ8} := P_{НОМ8} \cdot n_8 = 7.2$$

$$Q_{НОМ1} := P_{УСТ1} \cdot \operatorname{tg}\varphi_1 = 517.5 \quad Q_{НОМ5} := P_{УСТ5} \cdot \operatorname{tg}\varphi_5 = 123.75 \quad Q_{НОМ9} := P_{УСТ9} \cdot \operatorname{tg}\varphi_9 = 30.8$$

$$Q_{НОМ2} := P_{УСТ2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_2 = 123.75 \quad Q_{НОМ6} := P_{УСТ6} \cdot \operatorname{tg}\varphi_6 = 60.3 \quad Q_{НОМ10} := P_{УСТ10} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{10} = 56.25$$

$$Q_{НОМ3} := P_{УСТ3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_3 = 9.3 \quad Q_{НОМ7} := P_{УСТ7} \cdot \operatorname{tg}\varphi_7 = 6.82 \quad P_{УСТ} := 1323$$

$$Q_{НОМ4} := P_{УСТ4} \cdot \operatorname{tg}\varphi_4 = 22.95 \quad Q_{НОМ8} := P_{УСТ8} \cdot \operatorname{tg}\varphi_8 = 9.576 \quad Q_{НОМ} := 960.996$$

$$P_{СР1} := P_{УСТ1} \cdot K_{И1} = 600 \quad P_{СР5} := P_{УСТ5} \cdot K_{И5} = 115.5 \quad P_{СР9} := P_{УСТ9} \cdot K_{И9} = 13.2$$

$$P_{СР2} := P_{УСТ2} \cdot K_{И2} = 123.75 \quad P_{СР6} := P_{УСТ6} \cdot K_{И6} = 63 \quad P_{СР10} := P_{УСТ10} \cdot K_{И10} = 60$$

$$P_{СР3} := P_{УСТ3} \cdot K_{И3} = 12 \quad P_{СР7} := P_{УСТ7} \cdot K_{И7} = 8.8$$

$$P_{СР4} := P_{УСТ4} \cdot K_{И4} = 16.875 \quad P_{СР8} := P_{УСТ8} \cdot K_{И8} = 4.68$$

$$Q_{СР1} := P_{СР1} \cdot \operatorname{tg}\varphi_1 = 414 \quad Q_{СР5} := P_{СР5} \cdot \operatorname{tg}\varphi_5 = 86.625 \quad Q_{СР9} := P_{СР9} \cdot \operatorname{tg}\varphi_9 = 18.48$$

$$Q_{СР2} := P_{СР2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_2 = 92.813 \quad Q_{СР6} := P_{СР6} \cdot \operatorname{tg}\varphi_6 = 42.21 \quad Q_{СР10} := P_{СР10} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{10} = 45$$

$$Q_{СР3} := P_{СР3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_3 = 7.44 \quad Q_{СР7} := P_{СР7} \cdot \operatorname{tg}\varphi_7 = 5.456$$

$$Q_{СР4} := P_{СР4} \cdot \operatorname{tg}\varphi_4 = 17.212 \quad Q_{СР8} := P_{СР8} \cdot \operatorname{tg}\varphi_8 = 6.224$$

$$P_{СР} := P_{СР1} + P_{СР2} + P_{СР3} + P_{СР4} + P_{СР5} + P_{СР6} + P_{СР7} + P_{СР8} + P_{СР9} + P_{СР10} = 1.018 \times 10^3$$

$$Q_{СР} := Q_{СР1} + Q_{СР2} + Q_{СР3} + Q_{СР4} + Q_{СР5} + Q_{СР6} + Q_{СР7} + Q_{СР8} + Q_{СР9} + Q_{СР10} = 735.46$$

$$K_{И} := \frac{P_{СР}}{P_{УСТ}} = 0.769 \quad n_{\Phi} := \frac{2 \cdot P_{УСТ}}{P_{НОМ1}} = 10.584 \quad K_P := 0.9 \quad P_P := P_{СР} \cdot K_P = 916.024$$

$$Q_P := Q_{СР} = 735.46$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$S_p := \sqrt{[(P_p + P_{\text{осв.кот.}})^2 + (Q_p + Q_{\text{осв.кот.}})^2]} = 1.181 \times 10^3$$

$$P_{\text{уд.осв.}} := 0.0025 \quad \text{tg}\varphi_{\text{осв.}} := 0.62$$

$$a := 51.64$$

$$b := 40.43$$

$$F := a \cdot b = 2.088 \times 10^3$$

$$P_{\text{р.осв.}} := P_{\text{уд.осв.}} \cdot F = 5.22$$

$$Q_{\text{р.осв.}} := P_{\text{р.осв.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв.}} = 3.236$$

$$S_{\text{осв.}} := \sqrt{(P_{\text{р.осв.}}^2 + Q_{\text{р.осв.}}^2)} = 6.141$$

$$S_{\text{котельной}} := S_p + S_{\text{осв.}} = 1.187 \times 10^3$$

$$P_{\text{кв.уд9}} := 1.28 \quad n_9 := 84 \quad \text{tg}\varphi_{\text{кв.}} := 0.2$$

$$P_{\text{кв.уд4}} := 1.3 \quad n_4 := 100 \quad \text{tg}\varphi_{\text{общ.зд.4}} := 0.7$$

$$P_{\text{уд.общ.1}} := 0.5 \quad n_{\text{общ1}} := 66 \quad \text{tg}\varphi_{\text{общ.зд.1}} := 0.25$$

$$P_{\text{уд.общ.3}} := 0.045 \quad n_{\text{общ3}} := 150 \quad \text{tg}\varphi_{\text{общ.зд.3}} := 0.57$$

$$P_{\text{кв.уд2}} := 1.3 \quad n_2 := 100 \quad \text{tg}\varphi_{\text{общ.зд.100}} := 0.25$$

$$P_{\text{кв.уд5}} := 1.4 \quad n_5 := 50$$

$$P_{\text{кв.уд6}} := 1.23 \quad n_6 := 35$$

$$P_{\text{кв.уд100}} := 0.86 \quad n_{100} := 160$$

$$P_{\text{кв.уд7}} := 1.9 \quad n_{\text{общ100}} := 156$$

$$P_{\text{кв.уд8}} := 2.1 \quad n_7 := 30$$

$$P_{\text{кв.уд10}} := 1.385 \quad n_8 := 40$$

$$P_{\text{кв.уд102}} := 1.09 \quad n_{10} := 63$$

$$n_{102} := 154$$

$$P_{\text{уд.общ.101}} := 0.045 \quad n_{101} := 144$$

$$P_{\text{кв9}} := P_{\text{кв.уд9}} \cdot n_9 = 107.52 \quad Q_{\text{кв9}} := P_{\text{кв9}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв.}} = 21.504$$

$$P_{\text{кв4}} := P_{\text{кв.уд4}} \cdot n_4 = 130 \quad Q_{\text{кв4}} := P_{\text{кв4}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв.}} = 26$$

$$P_{\text{общ.зд.1}} := n_{\text{общ1}} \cdot P_{\text{уд.общ.1}} = Q_{\text{общ.зд.1}} := P_{\text{общ.зд.1}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{общ.зд.1}} = 8.25$$

$$P_{\text{общ.зд.3}} := n_{\text{общ3}} \cdot P_{\text{уд.общ.3}} = Q_{\text{общ.зд.3}} := P_{\text{общ.зд.3}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{общ.зд.3}} = 38.655$$

$$P_{\text{кв2}} := P_{\text{кв.уд2}} \cdot n_2 = 130 \quad Q_{\text{кв2}} := P_{\text{кв2}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв.}} = 26$$

$$N_{\text{И}} := 154$$

$$P_{\text{кв5}} := P_{\text{кв.уд5}} \cdot n_5 = 70 \quad Q_{\text{кв5}} := P_{\text{кв5}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв.}} = 14$$

$$P_{\text{кв6}} := P_{\text{кв.уд6}} \cdot n_6 = 43.05 \quad Q_{\text{кв6}} := P_{\text{кв6}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв.}} = 8.61$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{сты}} := 0.75$$

$$P_{\text{кв100}} := P_{\text{кв.уд100}} \cdot n_{100} = 137.6 \quad Q_{\text{кв100}} := P_{\text{кв100}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв.}} = 27.52$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$\begin{aligned}
 P_{\text{КВ}7} &:= P_{\text{КВ.уд}7} \cdot n_7 = 57 & Q_{\text{КВ}7} &:= P_{\text{КВ}7} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{КВ}} = 11.4 & N1 &:= 200 & P1 &:= 1 \\
 P_{\text{КВ}8} &:= P_{\text{КВ.уд}8} \cdot n_8 = 84 & Q_{\text{КВ}8} &:= P_{\text{КВ}8} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{КВ}} = 16.8 & N2 &:= 100 & P2 &:= 1.2 \\
 P_{\text{КВ}10} &:= P_{\text{КВ.уд}10} \cdot n_{10} = 87.255 & Q_{\text{КВ}10} &:= P_{\text{КВ}10} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{КВ}} = 17.451 \\
 P_{\text{КВ}102} &:= P_{\text{КВ.уд}102} \cdot n_{102} = 167.8 & Q_{\text{КВ}102} &:= P_{\text{КВ}102} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{КВ}} = 33.572
 \end{aligned}$$

$$\frac{P1 - P2}{N1 - N2} (N_{\text{И}} - N2) + P2 = 1.092$$

$$P_{\text{Общ.зд.100}} := n_{\text{общ}3} \cdot P_{\text{уд.общ.3}} \quad Q_{\text{Общ.зд.100}} := P_{\text{Общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{Общ.зд.100}} = 16.954$$

$$\begin{aligned}
 p_{\text{Сту}9} &:= 5 & k_9 &:= 1 & k_4 &:= 0.8 & k_2 &:= 0.8 & k_5 &:= 0.8 & k_6 &:= 1 & k_{100} &:= 0.75 \\
 n_9 &:= 1 & n_4 &:= 5 & n_2 &:= 5 & n_5 &:= 4 & n_6 &:= 1 & n_{100} &:= 8
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 k_7 &:= 1 & k_8 &:= 0.8 & k_{10} &:= 0.78 & k_{102} &:= 0.75 \\
 n_7 &:= 1 & n_8 &:= 2 & n_{10} &:= 6 & n_{102} &:= 8
 \end{aligned}$$

$$\text{tg}\varphi_{1\text{Общ.зд.100}} := 0.48 \quad \text{tg}\varphi_{2\text{Общ.зд.100}} := 0.75$$

$$P_{\text{Лифт}} := 6.3 \quad Q_{\text{Лифт}} := 7.371$$

$$P_{\text{Сту}9} := k_9 \cdot n_9 \cdot p_{\text{Сту}9} = 5 \quad Q_{\text{Сту}9} := P_{\text{Сту}9} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{Сту}9} = 3.75$$

$$P_9 := P_{\text{КВ}9} + 0.9 \cdot (P_{\text{Лифт}} + P_{\text{Сту}9}) = 117.69$$

$$Q_9 := Q_{\text{КВ}9} + 0.9 \cdot (Q_{\text{Лифт}} + Q_{\text{Сту}9}) = 31.513$$

$$S_9 := \sqrt{(P_9^2 + Q_9^2)} = 121.836$$

$$n_{\text{общ}4} := 0.2 = 0.2 \quad P_{\text{уд.общ.4}} := 150 \quad k_m := 0.6$$

$$P_{\text{Сту}4} := k_4 \cdot n_4 \cdot p_{\text{Сту}4} = 20 \quad Q_{\text{Сту}4} := P_{\text{Сту}4} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{Сту}4} = 15$$

$$P_{\text{Общ.зд.4}} := n_{\text{общ}4} \cdot P_{\text{уд.общ.4}} = 30 \quad Q_{\text{Общ.зд.4}} := P_{\text{Общ.зд.4}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{Общ.зд.4}} = 21$$

$$P_{\text{Общ}4} := P_{\text{КВ}4} + 0.9 \cdot P_{\text{Сту}4} + 2 \cdot k_m \cdot P_{\text{Общ.зд.4}} = 184$$

$$Q_{\text{Общ}4} := Q_{\text{КВ}4} + 0.9 \cdot Q_{\text{Сту}4} + 2 \cdot k_m \cdot Q_{\text{Общ.зд.4}} = 64.7$$

$$S_4 := \sqrt{(P_{\text{Общ}4}^2 + Q_{\text{Общ}4}^2)} = 195.044$$

$$P_{\text{Общ}1} := P_{\text{Общ.зд.1}} = 33$$

$$Q_{\text{Общ}1} := Q_{\text{Общ.зд.1}} = 8.25$$

$$S_1 := \sqrt{(P_{\text{Общ}1}^2 + Q_{\text{Общ}1}^2)} = 34.016$$

$$P_{\text{Общ}3} := P_{\text{Общ.зд.3}} = 67.815$$

$$Q_{\text{Общ}3} := Q_{\text{Общ.зд.3}} = 38.655$$

$$S_3 := \sqrt{(P_{\text{Общ}3}^2 + Q_{\text{Общ}3}^2)} = 78.058$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$P_{\text{сты}2} := k2 \cdot n2 \cdot p_{\text{сты}} = 20 \quad Q_{\text{сты}2} := P_{\text{сты}2} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 15$$

$$P2 := P_{\text{кв}2} + 0.9 \cdot P_{\text{сты}2} = 148$$

$$Q2 := Q_{\text{кв}2} + 0.9 \cdot Q_{\text{сты}2} = 39.5$$

$$S2 := \sqrt{(P2^2 + Q2^2)} = 153.18$$

$$P_{\text{сты}5} := k5 \cdot n5 \cdot p_{\text{сты}} = 17 \quad Q_{\text{сты}5} := P_{\text{сты}5} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 12.75$$

$$P5 := P_{\text{кв}5} + 0.9 \cdot P_{\text{сты}5} = 85.3$$

$$Q5 := Q_{\text{кв}5} + 0.9 \cdot Q_{\text{сты}5} = 37.475$$

$$S5 := \sqrt{(P5^2 + Q5^2)} = 93.169$$

$$P_{\text{сты}6} := k6 \cdot n6 \cdot p_{\text{сты}} = 5 \quad Q_{\text{сты}6} := P_{\text{сты}6} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 3.75$$

$$P6 := P_{\text{кв}6} + 0.9 \cdot P_{\text{сты}6} = 47.55$$

$$Q6 := Q_{\text{кв}6} + 0.9 \cdot Q_{\text{сты}6} = 11.985$$

$$S6 := \sqrt{(P6^2 + Q6^2)} = 49.037$$

$$p1_{\text{уд.общ.100}} := 0 \quad p2_{\text{уд.общ.100}} := 0.14 \quad p3_{\text{уд.общ.100}} := 0.14$$

$$p4_{\text{уд.общ.100}} := 0 \quad p5_{\text{уд.общ.100}} := 0.22 \quad p6_{\text{уд.общ.100}} := 0.22$$

$$p7_{\text{уд.общ.100}} := 0 \quad p8_{\text{уд.общ.100}} := 0.22 \quad p9_{\text{уд.общ.100}} := 0.22$$

$$p10_{\text{уд.общ.100}} := 0.22 \quad p11_{\text{уд.общ.100}} := 0.22 \quad p12_{\text{уд.общ.100}} := 0.22$$

$$p13_{\text{уд.общ.100}} := 0.22$$

$$P_{\text{сты}100} := k100 \cdot n100 \cdot p_{\text{сты}} = 3 \quad Q_{\text{сты}100} := P_{\text{сты}100} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 22.5$$

$$P1_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p1_{\text{уд.общ.100}} = 21.84$$

$$P2_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p2_{\text{уд.общ.100}} = 21.84$$

$$P3_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p3_{\text{уд.общ.100}} = 21.84$$

$$P4_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p4_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P5_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p5_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P6_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p6_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P7_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p7_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P8_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p8_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P9_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p9_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P10_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p10_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P11_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p11_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P12_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p12_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

$$P13_{\text{общ.зд.100}} := n_{\text{общ}100} \cdot p13_{\text{уд.общ.100}} = 34.32$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$Q1_{\text{общ.зд.100}} := P1_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi1_{\text{общ.зд.100}} = 10.483$$

$$Q2_{\text{общ.зд.100}} := P2_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi1_{\text{общ.зд.100}} = 10.483$$

$$Q3_{\text{общ.зд.100}} := P3_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi1_{\text{общ.зд.100}} = 10.483$$

$$Q4_{\text{общ.зд.100}} := P4_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q5_{\text{общ.зд.100}} := P5_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q6_{\text{общ.зд.100}} := P6_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q7_{\text{общ.зд.100}} := P7_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q8_{\text{общ.зд.100}} := P8_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q9_{\text{общ.зд.100}} := P9_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q10_{\text{общ.зд.100}} := P10_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$P_{\text{общ100}} := P_{\text{кв100}} + 0.9 \cdot P_{\text{сты100}} + 3 \cdot k_m \cdot P1_{\text{общ.зд.100}} + 10 \cdot k_m \cdot P4_{\text{общ.зд.100}} = 409.832$$

$$Q_{\text{общ100}} := Q_{\text{кв100}} + 0.9 \cdot Q_{\text{сты100}} + 3 \cdot k_m \cdot Q_{\text{общ.зд.4}} + 10 \cdot k_m \cdot P4_{\text{общ.зд.100}} = 291.49$$

$$Q11_{\text{общ.зд.100}} := P11_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q12_{\text{общ.зд.100}} := P12_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$Q13_{\text{общ.зд.100}} := P13_{\text{общ.зд.100}} \cdot \text{tg}\varphi2_{\text{общ.зд.100}} = 25.74$$

$$S100 := \sqrt{(P_{\text{общ100}}^2 + Q_{\text{общ100}}^2)} = 502.92$$

$$P_{\text{сты7}} := k7 \cdot n7 \cdot p_{\text{сты}} = 5$$

$$Q_{\text{сты7}} := P_{\text{сты7}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 3.75$$

$$P7 := P_{\text{кв7}} + 0.9 \cdot P_{\text{сты7}} = 61.5$$

$$Q7 := Q_{\text{кв7}} + 0.9 \cdot Q_{\text{сты7}} = 14.775$$

$$S7 := \sqrt{(P7^2 + Q7^2)} = 63.25$$

$$P_{\text{сты8}} := k8 \cdot n8 \cdot p_{\text{сты}} = 8 \quad Q_{\text{сты8}} := P_{\text{сты8}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 6$$

$$P8 := P_{\text{кв8}} + 0.9 \cdot P_{\text{сты8}} = 91.2$$

$$Q8 := Q_{\text{кв8}} + 0.9 \cdot Q_{\text{сты8}} = 22.2$$

$$S8 := \sqrt{(P8^2 + Q8^2)} = 93.863$$

$$P_{\text{сты10}} := k10 \cdot n10 \cdot p_{\text{сты}} = 17.55 \quad Q_{\text{сты10}} := P_{\text{сты10}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 17.55$$

$$P10 := P_{\text{кв10}} + 0.9 \cdot P_{\text{сты}} = 91.755$$

$$Q10 := Q_{\text{кв10}} + 0.9 \cdot Q_{\text{сты10}} = 33.246$$

$$S10 := \sqrt{(P10^2 + Q10^2)} = 97.592$$

$$P_{\text{уд.осв}} := 7.8$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{осв.вн.}} := 0.62$$

$$P_{\text{сты102}} := k102 \cdot n102 \cdot p_{\text{сты}} = 22.5 \quad Q_{\text{сты102}} := P_{\text{сты102}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сты}} = 22.5$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$P_{102} := P_{кв102} + 0.9 \cdot P_{сты} = 172.36 \quad P_{общ101} := P_{общ.зд.100} = 67.815$$

$$Q_{102} := Q_{кв102} + 0.9 \cdot Q_{сты102} = 53.822 \quad Q_{общ101} := Q_{общ.зд.100} = 16.954$$

$$S_{102} := \sqrt{(P_{102}^2 + Q_{102}^2)} = 180.568 \quad S_{101} := \sqrt{(P_{общ1}^2 + Q_{общ1}^2)} = 34.016$$

$$l_1 := 0.38 \quad P_{осв1} := l_1 \cdot P_{уд.осв} = 2. \quad Q_{осв1} := P_{осв1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв.вн.} = 1.838$$

$$l_2 := 0.2 \quad P_{осв2} := l_2 \cdot P_{уд.осв} = 1. \quad Q_{осв2} := P_{осв2} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв.вн.} = 0.967$$

$$l_3 := 0.37 \quad P_{осв3} := l_3 \cdot P_{уд.осв} = 2. \quad Q_{осв3} := P_{осв3} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв.вн.} = 1.789$$

$$l_4 := 0.205 \quad P_{осв4} := l_4 \cdot P_{уд.осв} = 1. \quad Q_{осв4} := P_{осв4} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв.вн.} = 0.991$$

$$S_{осв.вн.1} := \sqrt{(P_{осв1}^2 + Q_{осв1}^2)} = 3. \quad S_{осв.вн.3} := \sqrt{(P_{осв3}^2 + Q_{осв3}^2)} = 3.396$$

$$S_{осв.вн.2} := \sqrt{(P_{осв2}^2 + Q_{осв2}^2)} = 1. \quad S_{осв.вн.4} := \sqrt{(P_{осв4}^2 + Q_{осв4}^2)} = 1.881$$

$$P_{осв} := P_{осв1} + P_{осв2} + P_{осв3} + P_{осв4} = 5. \quad Q_{осв} := Q_{осв1} + Q_{осв2} + Q_{осв3} + Q_{осв4} = 5.586$$

$$P_{sum} := 1587$$

$$Q_{sum} := 616.328$$

$$S_{sum} := \sqrt{(P_{sum}^2 + Q_{sum}^2)} = 1.702 \times 10^3$$

$$\Delta P_{л} := 0.03 \cdot S_{sum} = 51.074$$

$$\Delta P_{тр} := 0.02 \cdot S_{sum} = 34.05$$

$$\Delta Q_{тр} := 0.1 \cdot S_{sum} = 170.248$$

$$P_{sum}^* := P_{sum} \cdot 0.9 + \Delta P_{л} + \Delta P_{тр} = 1.513 \times 10^3$$

$$Q_{sum}^* := Q_{sum} \cdot 0.9 + \Delta Q_{тр} = 724.943$$

$$\operatorname{tg}_{sum}^* := \frac{Q_{sum}^*}{P_{sum}^*} = 0.479$$

$$Q_{sum.кв} := P_{sum}^* \cdot (\operatorname{tg}_{sum}^* - 0.4) = 119.573$$

$$S_{пцп} := \sqrt{[(P_{sum}^*)^2 + (Q_{sum}^* - Q_{sum.кв})^2]} = 1.63 \times 10^3$$

$$P := P_{осв.кот.} + P_p = 921.245$$

$$Q := Q_{осв.кот.} + Q_p = 738.7$$

$$P_{зд} := P_{общ101} + P_{102} + P_{10} + P_7 + P_8 + P_{общ100} + P_6 + P_5 + P_2 + P_9 + P_{общ3} + P_{общ1} + P_{общ4} = 1$$

$$Q_{зд} := Q_{общ101} + Q_{102} + Q_{10} + Q_7 + Q_8 + Q_{общ100} + Q_6 + Q_5 + Q_2 + Q_9 + Q_{общ3} + Q_{общ1} + Q_{общ4} = 1$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$P_p = 916.024 \quad P_{осв} = 9.009$$

$$Q_p = 735.46$$

$$\frac{P_p}{S_p} = 0.776 \quad S := \sqrt{(P^2 + Q^2)} = 1.181 \times 10^3$$

$$\frac{Q_p}{S_p} = 0.623$$

$$\Delta P_{л} := 0.03 \cdot S = 35.425$$

$$\Delta P_{тр} := 0.02 \cdot S = 23.617$$

$$\Delta Q_{тр} := 0.1 \cdot S = 118.083$$

$$P^n := P \cdot 0.9 + \Delta P_{л} + \Delta P_{тр} = 888.162$$

$$Q^n := Q \cdot 0.9 + \Delta Q_{тр} = 782.914$$

$$tg_p := \frac{Q \cdot 0.9 + \Delta Q_{тр}}{P \cdot 0.9 + \Delta P_{л} + \Delta P_{тр}} = 0.881$$

$$Q_{кы} := P^n \cdot (tg_p - 0.4) = 427.649 \quad U_{НОМ.КОТ.} := 0.4$$

$$S_{pIII} := \sqrt{\left[(P \cdot 0.9 + \Delta P_{л} + \Delta P_{тр})^2 + (Q \cdot 0.9 + \Delta Q_{тр} - Q_{кы})^2 \right]} = 956.579$$

$$P \cdot 0.9 + \Delta P_{л} + \Delta P_{тр} = 888.162$$

$$I_{рл} := \frac{S_{pIII}}{5\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.КОТ.}} = 276.141$$

$$F_э := \frac{I_{рл}}{1.7} = 162.436$$

$$l := 0.15 \quad r_0 := 0.132 \quad x_0 := 0.0587$$

$$I_{пав} := \frac{S_{pIII}}{4\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.КОТ.}} = 345.176$$

$$\Delta P_{л} := I_{рл}^2 \cdot l \cdot \frac{r_0}{2} = 754.912$$

$$\Delta u := \frac{\sqrt{3} I_{рл} \cdot 10^{-3} l \cdot \left(x_0 \cdot \frac{Q_p}{S_p} + r_0 \cdot \frac{P_p}{S_p} \right)}{U_{НОМ.КОТ.}} = 0.025$$

$$\Delta P_{трIII} := 0.02 \cdot S_{pIII} = 19.132$$

$$\Delta Q_{трIII} := 0.1 \cdot S_{pIII} = 95.658$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$\Delta S_{\text{трТП}} := \sqrt{(\Delta P_{\text{трТП}}^2 + \Delta Q_{\text{трТП}}^2)} = 97.552$$

$$S_{\text{рВН}} := S_{\text{рТП}} + \Delta S_{\text{трТП}} = 1.054 \times 10^3$$

$$U_{\text{НОМ.ТП}} := 10$$

$$I_{\text{рл10кВ}} := \frac{S_{\text{рВН}}}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТП}}} = 30.43$$

$$I_{\text{л10кВ}} := \frac{S_{\text{рВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТП}}} = 60.86$$

$$r_{10\text{кВ}} := 0.92 \quad x_{10\text{кВ}} := 0.095 \quad I_{10\text{кВ}} := 3$$

$$U_{\text{осн}} := 1.05 \cdot U_{\text{НОМ.ТП}} \quad S_{\text{кз}} := 140$$

$$x_{\text{сис}} := \frac{U_{\text{осн}}^2}{S_{\text{кз}}} = 0.788 \quad x_0 = 0.059$$

$$r_0 = 0.132$$

$$x_{\text{кп1}} := \frac{x_{10\text{кВ}} \cdot I_{10\text{кВ}}}{2} = 0.143 \quad r_{\text{кп2}} := \frac{r_0 \cdot 1}{2} = 0.0099$$

$$r_{\text{кп1}} := \frac{r_{10\text{кВ}} \cdot I_{10\text{кВ}}}{2} = 1.38 \quad \omega := 314$$

$$x_{\text{кп2}} := \frac{x_0 \cdot 1}{2} = 0.0044$$

$$Z := \sqrt{(x_{\text{кп1}} + x_{\text{кп2}} + x_{\text{сис}})^2 + (r_{\text{кп1}} + r_{\text{кп2}})^2} = 1.675$$

$$I_{10\text{кВ.кз.3}} := \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot Z} = 3.62$$

$$I_{10\text{кВ.кз.2}} := \frac{I_{10\text{кВ.кз.3}} \cdot \sqrt{3}}{2} = 3.135$$

$$T_a := \frac{(x_{\text{кп1}} + x_{\text{кп2}} + x_{\text{сис}})}{(r_{\text{кп1}} + r_{\text{кп2}}) \cdot \omega} = 0.0021$$

$$r_{\text{кп1}} + r_{\text{кп2}} = 1.39$$

$$k_{\text{уд}} := 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}} = 1.009$$

$$i_{\text{уд}} := \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{10\text{кВ.кз.3}} = 5.167$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$I_{p.1\text{ВЫКЛ}} := \frac{S_{p\text{ТП}}}{2\sqrt{3}U_{\text{НОМ.КОТ.}}} = 690.352$$

$$I_{p.2\text{ВЫКЛ}} := \frac{0.5S_{p\text{ТП}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ.КОТ.}}} = 690.352$$

$$I_{p.\text{шра.}} := \frac{S_{p\text{ТП}}}{(\sqrt{3}U_{\text{НОМ.КОТ.}})} = 1.381 \times 10^3$$

$$u_k := 5.5 \quad S_{T.\text{НОМ}} := 1000 \quad P_{\text{КЗ}} := 10.8$$

$$Z_T := 10^3 \cdot \frac{u_k \cdot U_{\text{НОМ.КОТ.}}^2}{100 \cdot S_{T.\text{НОМ}}} = 0.0088$$

$$r_T := \frac{P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ.КОТ.}}^2}{S_{T.\text{НОМ}}} = 0.00173$$

$$x_T := \sqrt{(Z_T^2 - r_T^2)} = 0.00863$$

$$r_{\text{ТП}} := \frac{r_T}{2} = 0.00086$$

$$x_{\text{ТП}} := \frac{x_T}{2} = 0.00431$$

$$Z_{\text{ТП}} := \sqrt{(r_{\text{ТП}}^2 + x_{\text{ТП}}^2)} = 0.0044$$

$$x_{\text{КЛ}} := 1 \cdot \frac{x_0}{4} = 0.0022$$

$$r_{\text{КЛ}} := 1 \cdot \frac{r_0}{4} = 0.00495$$

$$z_{\text{КЛ}} := \sqrt{(r_{\text{КЛ}}^2 + x_{\text{КЛ}}^2)} = 0.00542$$

$$r_{\text{АР}} := 0.25 \cdot 10^{-3} \quad x_{\text{АР}} := 0.13 \cdot 10^{-3}$$

$$r_{\text{ЭКВ.АВ2}} := \frac{r_{\text{АВ2}}}{2} = 1.25 \times 10^{-4}$$

$$x_{\text{ЭКВ.АВ2}} := \frac{x_{\text{АВ2}}}{2} = 6.5 \times 10^{-5}$$

$$z_{\text{ЭКВ.АВ2}} := \sqrt{(r_{\text{ЭКВ.АВ2}}^2 + x_{\text{ЭКВ.АВ2}}^2)} = 1.409 \times 10^{-4}$$

$$r_{0\text{ШМА}} := 0.015 \quad x_{0\text{ШМА}} := 0.005 \quad l_{\text{ШМА}} := 0.005$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$x_{\text{шма}} := \frac{x_{0\text{шма}}}{2} \cdot I_{\text{шма}} = 1.25 \times 10^{-5}$$

$$r_{\text{шма}} := \frac{r_{0\text{шма}}}{2} \cdot I_{\text{шма}} = 3.75 \times 10^{-5}$$

$$z_{\text{шма}} := \sqrt{(r_{\text{шма}}^2 + x_{\text{шма}}^2)} = 3.953 \times 10^{-5}$$

$$r_{\text{AB3}} := 0.25 \cdot 10^{-3} \quad x_{\text{AB3}} := 0.13 \cdot 10^{-3}$$

$$r_{\text{ЭКВ.АВ3}} := r_{\text{AB3}} = 2.5 \times 10^{-4}$$

$$x_{\text{ЭКВ.АВ3}} := x_{\text{AB3}} = 1.3 \times 10^{-4}$$

$$z_{\text{ЭКВ.АВ3}} := \sqrt{(r_{\text{ЭКВ.АВ3}}^2 + x_{\text{ЭКВ.АВ3}}^2)} = 2.818 \times 10^{-4}$$

$$r_{\text{AB1}} := 6.5 \cdot 10^{-4} \quad x_{\text{AB1}} := 1.7 \cdot 10^{-4}$$

$$r_{\text{ЭКВ.АВ1}} := \frac{r_{\text{AB1}}}{2} = 3.25 \times 10^{-4}$$

$$x_{\text{ЭКВ.АВ1}} := \frac{x_{\text{AB1}}}{2} = 8.5 \times 10^{-5}$$

$$z_{\text{ЭКВ.АВ1}} := \sqrt{(r_{\text{ЭКВ.АВ1}}^2 + x_{\text{ЭКВ.АВ1}}^2)} = 3.359 \times 10^{-4}$$

$$Z_{\text{общ}} := Z_{\text{ТП}} + z_{\text{КЛ}} + z_{\text{ЭКВ.АВ2}} + z_{\text{шма}} + z_{\text{ЭКВ.АВ3}} + z_{\text{ЭКВ.АВ1}} = 0.011$$

$$I_{0.4\text{кВ.кз.3}} := \frac{U_{\text{НОМ.КОТ.}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{общ}}} \cdot 10^3 = 2.1755 \times 10^4$$

$$k_y := 1.3$$

$$i_y := k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{0.4\text{кВ.кз.3}} = 39996.02797$$

$$\frac{Z_{\text{ТП}}}{3} = 1.467 \times 10^{-3} \quad U_{\phi} := 0.22$$

$$Z_{\text{П}} := z_{\text{КЛ}} = 5.417 \times 10^{-3}$$

$$I_{0.4\text{кВ.кз1.}\phi} := \frac{1.05 \cdot U_{\phi}}{Z_{\text{П}} + \frac{Z_{\text{ТП}}}{3}} = 33.556$$

$$Z_{\text{кз}} := Z_{\text{ТП}} + z_{\text{ЭКВ.АВ2}} + z_{\text{шма}} + z_{\text{ЭКВ.АВ3}} + z_{\text{ЭКВ.АВ1}} = 5.198 \times 10^{-3}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$I := \frac{U_{\text{НОМ.КОТ.}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{КС}}} \cdot 10^3 = 4.443 \times 10^4$$

$$i_{y2} := k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I = 81679.02963$$

$$I_{0.4\text{кВ.кз2.}\phi} := \frac{1.05 \cdot U_{\phi}}{\left(\frac{Z_{\text{ТП}}}{3}\right)} = 157.5$$

$$I_{\text{расч1}} := \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТП}}} = 68.176$$

$$I_{\text{расч2}} := I_{\text{расч1}} = 68.176$$

$$I_{\text{расч3}} := \frac{S_{\text{рВН}}}{(\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТП}})} = 60.86 \quad i_{\text{уд}} = 5.167$$

$$i_{\text{а.т}} := \sqrt{2} \cdot \frac{0.4 \cdot 20}{100} = 0.113$$

$$\sigma_{\text{р}} := \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{5170^2 \cdot 1}{0.25 \cdot 1.06} = 1.747$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

$$k := 16869212$$

$$K := k + \frac{k \cdot 35.5}{33} + \frac{31.5}{33} = 35016395.56060606$$

$$K_1 := K \cdot 1.043 = 36522100.57$$

$$K_1 \cdot 0.06 = 2191326.034$$

$$K_1 \cdot 0.12 = 4382652.068$$