


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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
«02» 02 2018г.


**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация системы электроснабжения жилого района поселка  
городского типа Талакан с центром питания подстанция Новая


Исполнитель  
студент группы 442узб

 01.02.2018 П.П. Веретельник  
подпись, дата


Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

 05.02.2018 А.Н. Козлов  
подпись, дата

Консультант:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

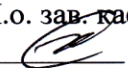
 05.02.2018 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

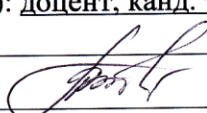
 06.02.2018 А.Н. Козлов  
подпись, дата

**Министерство образования и науки 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  
« 30 » 10 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**

- К выпускной квалификационной работе студента: Веретельник Павла Петровича
1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения жилого района поселка городского типа Талакан с центром питания подстанция Новая  
(утверждена приказом от 27.10.2017 № 2651-уч )
  2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018
  3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электроснабжения посёлка городского типа Талакан, схема ПС Новая, план расположения ТП п.г.т. Талакан.
  4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика объекта проектирования, электрические нагрузки сети 0,4 кВ, расчёт нагрузки жилых зданий, расчёт нагрузки общественных зданий, расчёт нагрузки промышленных потребителей, расчёт нагрузки питающих кабелей 0,4 кВ, выбор и проверка проводников 0,4 кВ, расчёт нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП, компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП, количество трансформаторов в ТП, расчёт потерь мощности в трансформаторах ТП, электрические нагрузки сети 10 кВ, нагрузки на стороне 10 кВ ТП, выбор схемы распределительной сети 10 кВ, технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ, расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ, расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ, проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ, Выбор и проверка оборудования, оценка надёжности существующей и проектируемой схемы, компенсация емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматика, заземление, автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии, безопасность и экологичность.
  5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 7 листов графической части, 57 таблиц, 14 рисунков, программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad
  6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов): доцент, канд. техн. наук Булгаков Андрей Борисович
  7. Дата выдачи задания 08.09.2017
- Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): доцент, канд. техн. наук Козлов Александр Николаевич
- Задание принял к исполнению (дата, подпись) 27.10.2017 г. 
- (подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 120 с, 14 рисунков, 57 таблиц, 1 приложение, 29 источников.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ЦЕНТР ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

Объектом разработки проекта выбраны распределительные сети внутреннего электроснабжения жилого района поселка городского типа Талакан. Цель проекта – проведение модернизации электроснабжающих сетей 0,4-10 кВ жилого района п.г.т. Талакан. Методология выполнения проекта основана на проведении ряда аналитических и технических расчётов. В результате расчётов получены характеристики распределительных сетей поселка городского типа, отвечающих современным требованиям ГОСТ 32144-2013. В проекте рассчитаны электрические нагрузки, выбраны трансформаторные подстанции на территории поселка городского типа Талакан, разработаны и рассмотрены два варианта систем электроснабжения жилого района с выбором оптимальной, определены токи короткого замыкания в сети напряжением 0,4-10 кВ, на трансформаторных подстанциях рассчитано и подобрано оборудование, рассчитана релейная защита.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика объекта проектирования	9
1.1 Актуальность модернизации сетей	9
1.2 Характеристика района электроснабжения	11
1.3 Прогноз электропотребления	12
2 Электрические нагрузки сети 0,4 кВ	14
2.1 Определение нагрузки жилых зданий	14
2.2 Определение нагрузки общественных зданий	17
2.3 Определение нагрузки промышленных потребителей	20
2.4 Определение нагрузки питающих кабелей 0,4 кВ	21
2.5 Выбор и проверка проводников 0,4 кВ	28
2.6 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП	34
2.7 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП	37
2.8 Количество трансформаторов в ТП	38
2.9 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП	41
3 Электрические нагрузки сети 10 кВ	43
3.1 Нагрузки на стороне 10 кВ ТП	43
3.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	44
3.3 Выбор проводов распределительной сети 10 кВ	46
3.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	49
4 Расчет токов короткого замыкания	51
4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	51
4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ	53
4.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	55
5 Выбор и проверка оборудования	57
5.1 Выбор марки КРУ	57
5.2 Выбор выключателей 10 кВ	58
5.3 Выбор трансформаторов тока	61

5.4	Выбор трансформатора напряжения	65
5.5	Выбор выключателей нагрузки	66
5.6	Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	68
5.7	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	69
5.8	Выбор рубильников 0,4 кВ	72
6	Оценка надёжности существующей и проектируемой схем	74
7	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	81
8	Релейная защита и автоматика	82
8.1	Описание защиты воздушных линий 10 кВ	82
8.2	Токовая отсечка без выдержки времени	83
8.3	Максимальная токовая защита линий	85
8.4	Защита от однофазных замыканий на землю	86
8.5	Защита понижающих трансформаторов	88
9	Заземление	89
10	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии	94
10.1	Счетчики электрической энергии СОЭБ-2ПДР-65	97
10.2	Счетчики электрической энергии СТЭБ-04Н/[Х]-80-ДР	99
10.3	Счетчики электрической энергии СТЭБ-03Н/1-7,5(50)-(Р)(К), СТЭБ-04Н/1-7,5(50)-(Р)(К)	101
10.4	Мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК	103
10.5	Конструктивное исполнение узлов счетчиков СТЭБ-03Н.	105
11	Безопасность, экологичность, чрезвычайные ситуации	107
11.1	Безопасность	107
11.2	Экологичность	110
11.3	Чрезвычайные ситуации	112
	Заключение	116
	Список использованных источников	118
	Приложение А. Расчёт надёжности существующей и проектируемой схем сети 10 кВ	121

## ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях существования отрасли электроэнергетики происходит расширение производственных потребителей, а также постоянно растет потребление электроэнергии на нужды потребителей, городов и мелких населенных пунктов. Строительство полностью новых линий не целесообразно, так как в настоящее время воздушными линиями охвачены все населенные пункты. Поэтому появляется необходимость в модернизации линий питания потребителей.

При модернизации должны широко внедряться мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей.

Необходимость модернизации сетей жилого района поселка городского типа Талакан возникла в связи с приемом и длительной эксплуатацией сетей строительного периода, а так же с увеличением бытовой нагрузки на одного человека. Существующие линии не справляются с действующей нагрузкой бытовых потребителей.

Рассматривается возможность замены перегруженных трансформаторов более мощными, демонтаж недогруженных трансформаторов, замена опор ЛЭП с деревянных на железобетонные, так как в существующих сетях нет обеспечивающей надежности электроснабжения, заменить неизолированные провода ВЛ на провода типа СИП, которые при равноценных затратах обладают более повышенной технологичностью монтажа, обеспечивают более высокую надежность электроснабжения при меньших финансовых затратах и более высокую степень безопасности обслуживающего персонала, животных и населения [1].

Цель проекта – проведение модернизации электроснабжающих сетей 0,4-10 кВ жилого района поселка городского типа Талакан с центром питания ПС Новая.

Поставлены и решены следующие задачи:

1. Расчёт нагрузок по сетям 0,4-10 кВ;
2. Использованы проводники типа СИП для сетей 0,4 – 10 кВ;

3. Оптимально загрузить оборудование ТП;
4. Оценить надёжность предлагаемой схемы сети 10 кВ;
5. Проектирование и расчет заземления КТП.

При написании бакалаврского проекта использовался ПК с лицензионным программным обеспечением типа Microsoft Office, приложения Mathtype, и ПО серии Mathcad 2014.

Прогнозируемые результаты:

1. Получение экономически оптимальной сети 10 кВ жилого района постоянного поселка;
2. Рассчитанное и проверенное оборудование, проводники сети 0,4-10 кВ по устойчивости к токам КЗ;
3. Проверенные по чувствительности и селективности средства РЗА;
4. Надёжность системы электроснабжения 10 кВ в течении срока её эксплуатации.

Итог работы - получены параметры системы электроснабжения 0,4 – 10 кВ жилого района п.г.т. Талакан.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АИИС КУЭ – автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учёта электроэнергии;
- АЭС – Амурские электрические сети;
- ВЛ - воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ - кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- РЗ - релейная защита;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низкое напряжение;
- АО –акционерное общество;
- ПС – подстанция;
- РЭС – район энергоснабжения;
- СП – структурное подразделение;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТО – токовая отсечка/



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Актуальность модернизации сетей

В настоящее время из-за отсутствия технического обслуживания электрохозяйства по передаче и преобразованию электроэнергии как временного так и постоянного поселков Талакан происходят частые перебои с электропитанием, а именно 80% воздушных линий 6 кВ необходимо производить реконструкцию и модернизацию, почти 100 % трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ нуждаются в ремонте (отсутствуют замки в РУ-04,кВ, двери шкафов панели РУ-0,4 кВ не закрываются, сломаны петли дверей, пыль, грязь и т.д.) электроустановки находятся в бесхозном и аварийном состоянии. План и схема распределительных сетей п.г.т. Талакан представлены на рисунках 1 – 2.

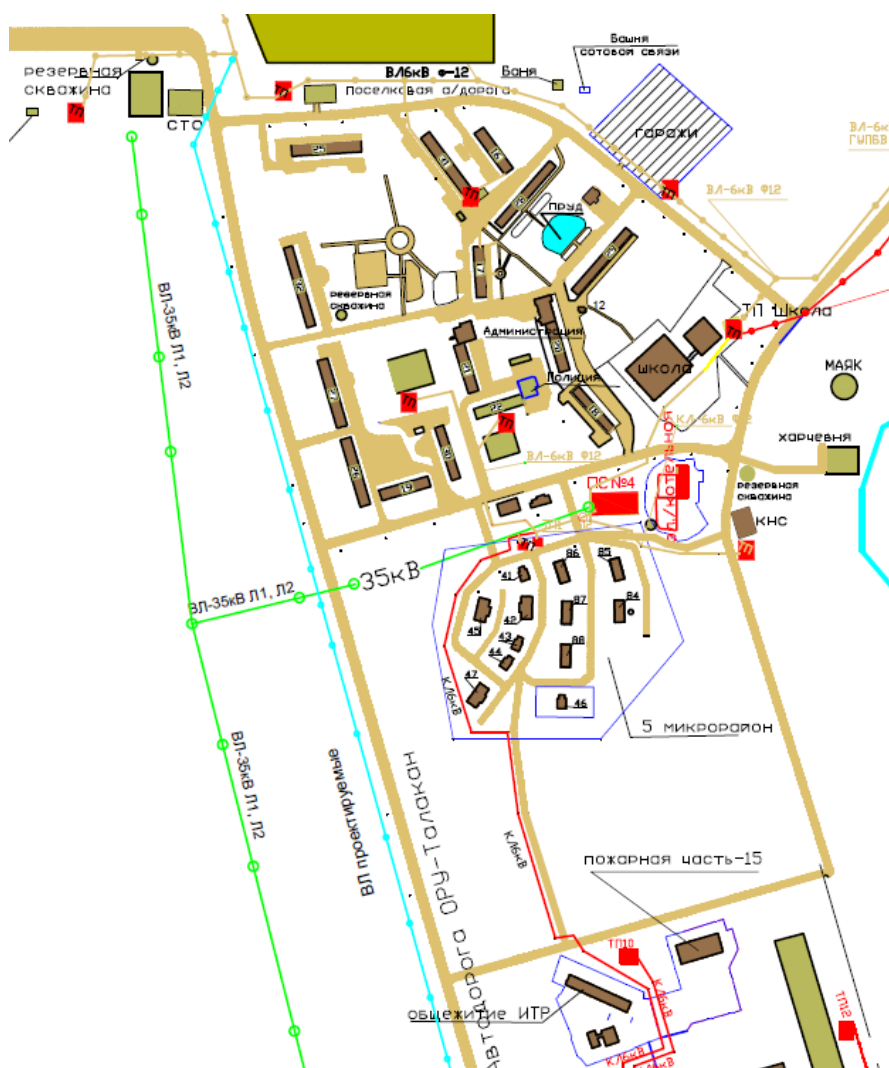


Рисунок 1 – Схема распределительных сетей п.г.т. Талакан

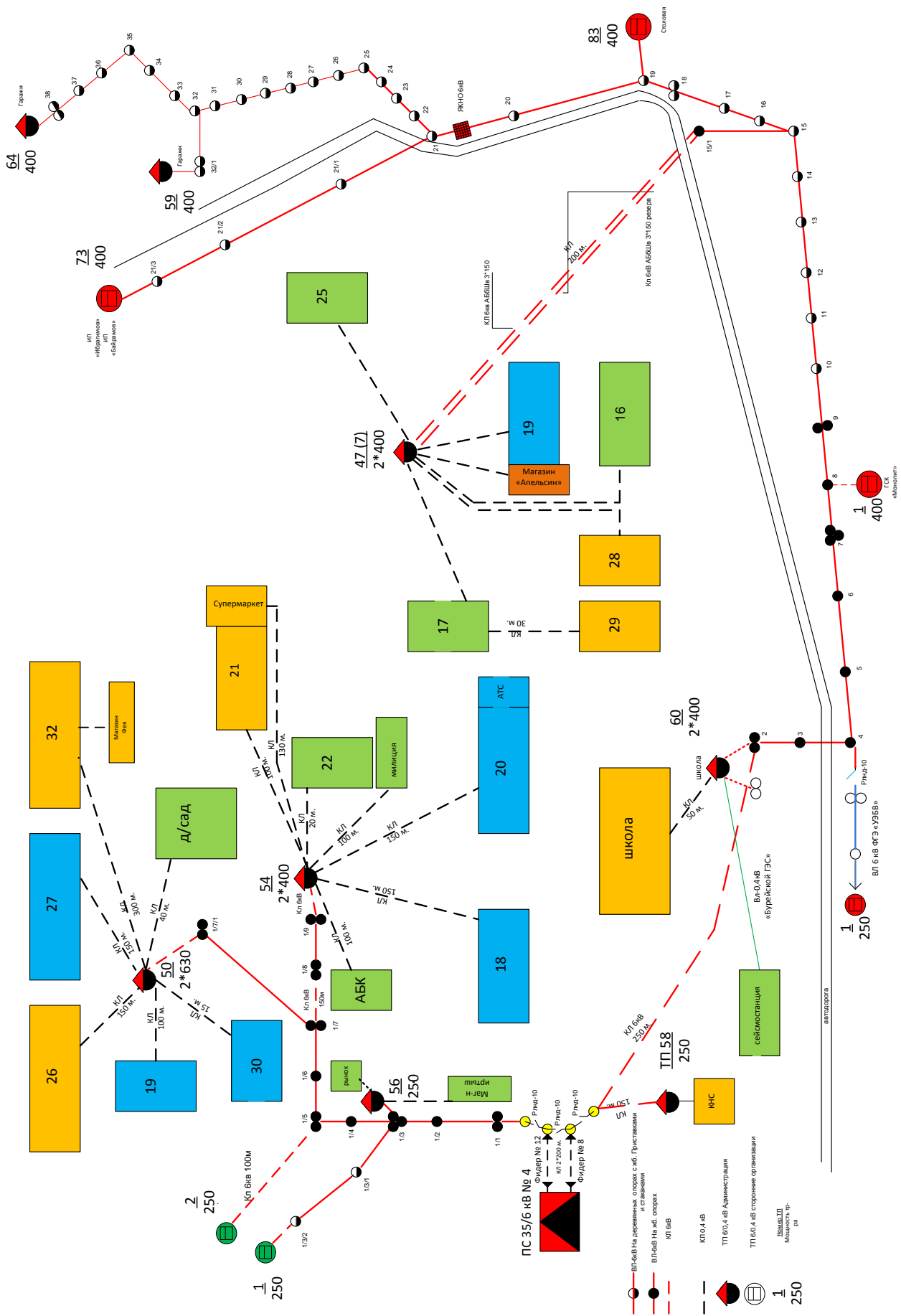


Рисунок 2 – План распределительных сетей п.г.т. Талакан

Согласно приведенных выше данных, следует отметить:

- недостаточность данных по маркам и сроку службы участков распределительных сетей п.г.т. Талакан;
- большое количество кабельных вставок 10 кВ;
- собственник сетей – Администрация Бурейского района.

Ввиду вышеперечисленных особенностей распределительных сетей п.г.т. Талакан, недофинансирование электросетевого комплекса п.г.т. Талакан является основной причиной текущего состояния сетей.

### **1.2 Характеристика района электроснабжения**

В административном отношении распределительные сети п.г.т. Талакан расположены в Бурейском районе Амурской области, в поселке Талакан на залесенных землях Бурейской ГЭС.

Рельеф трасс ВЛ 0,4-6 кВ - полого-наклонный с колебанием абсолютных отметок от 268 до 276 м.

Трассы подходов линий электропередачи к ТП проходят по землям поселка городского типа Талакан и Бурейской ГЭС на залесенной и частично застроенной местности.

Гидрографическая сеть района характеризуется наличием средних и малых водотоков.

Модернизируемые объекты располагаются на значительном удалении от местных водных объектов. Предусматриваемые работы по модернизации ПС и ВЛ не оказывают влияние на местную гидрографическую сеть местных водотоков.

Важнейшими транспортными магистралями в районе п.г.т. Талакан являются железная дорога с ближайшими станциями «Буряя» и в пос. «Новобурейский», а так же федеральная автомобильная дорога «Амур» и существующая автодорога Талакан-БГЭС с искусственными сооружениями необходимой грузоподъемности и круглогодичным движением [2].

Климатические характеристики района приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Климатические характеристики района

характеристика	значение
расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92	минус 40 °С
расчетная температура наружного воздуха максимальная	плюс 41 °С
расчетная температура наружного воздуха минимальная	минус 53 °С
среднегодовая температура	минус 4 °С
нормативное значение ветрового давления	0,65 кПа
скорость ветра	32 м/с
расчетное значение веса снегового покрова	1,2 кПа
район гололедности	III
толщина стенки эквивалентного гололеда на высоте 10 м	20 мм
нормативная глубина сезонного промерзания грунтов:	
глин и суглинков	2,45 м
супесей и мелких песков	2,5 м
песков крупных и средней крупности	3,2 м
крупнообломочных грунтов	3,6 м
годовая норма осадков	386 мм
установившийся уровень подземных вод	1,3-2,5 м
средняя из максимальных высот снежного покрова на открытом участке	60 см
сейсмичность	8 баллов

### 1.3 Прогноз электропотребления

Для учёта темпа роста электропотребления используется Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2017-2021 годов [3]. Прогноз роста электропотребления на 2022 год принимается аналогично 2021 году 1%, таблица 2.

Таблица 2 - Прогноз потребления электрической энергии и мощности по Амурской области на 2017-2021 годы.

Энергосистема: Амурская область	Прогнозируемый период				
	2017	2018	2019	2020	2021
Электропотребление, млн. кВт.ч	8 240	8 364	8 490	8 579	8 667
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,6	1,5	1,5	1,0	1,0
Мощность, МВт	1 396	1 407	1 437	1 448	1 455
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,1	0,8	2,1	0,8	0,5

Таким образом, при расчёте нагрузок потребителей необходимо учесть увеличение нагрузки на 6%, расчётные нагрузки домножаются на коэффициент 1,06.

## 2 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 0,4 КВ

Для расчёта электрических нагрузок системы электроснабжения потребителей жилого района п.г.т. Талакан используем данные [4]. Для одноэтажных домов (коттеджей) приведена рекомендуемая величина нагрузки в случае отсутствия данных о реальных нагрузках - 14,5 кВт.

### 2.1 Определение нагрузки жилых зданий

В соответствии с источником [4], в зданиях жилых, помимо силовой нагрузки электроприёмников жилых квартир (линии от ввода в помещение), существует необходимость учитывать нагрузку электроприёмников общедомового назначения (лифты, насосы, домофоны, блоки питания кабельного телевидения, интернета, противопожарных систем, общедомовое освещение, системы вентиляции, питающиеся от ввода в здание) [4].

Для определения нагрузок жилых зданий необходимо создать таблицу 3, содержащую нумерацию, наименование и количество удельных единиц жилых зданий района.

Таблица 3 – Характеристика жилых зданий района

Объект	Обозначение на плане	Кол-во объектов	наименование уд. единицы	величина уд. единиц, [4]	количество уд. единиц
Жилой дом на 47 кв.	5,11	2	кв	3,05	47
Жилой дом на 82 кв.	3,4	2	кв	2,35	82
Жилой дом на 100 кв.	6,9,12,13,19	5	кв	1,95	100
Жилой дом на 45 кв.	16,18,20,21,22,25	6	кв	3,1	45
Двухквартирный жилой дом	32,34,35,36,39,41,42,43	8	кв	14,5	2
Одноквартирный жилой дом	33,37,38,40	4	кв	14,5	1
Общежитие ИТР	45	1	мест	1,95	100

Расчётная электрическая нагрузка многоквартирных домов и общежитий принимается в зависимости от числа квартир [4]. Коэффициент участия силовой нагрузки в максимуме нагрузке квартир указан в [4].

Таким образом, для примера, по объекту 45 на плане определяем характеристику:

Общежитие ИТР, 100 кв, 5 этажей.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле  $P_{л}$ :

$$P_{л} = k'_c \sum_1^n P_{ли}, \quad (1)$$

где  $k'_c$  - коэффициент спроса лифтовых установок [4];

$n$  - количество лифтовых установок;

$P_{ли}$  - установленная мощность электродвигателя лифта [4], кВт.

Для данного общежития использование лифтовых установок не предусматривается, поэтому нагрузку лифтов не учитываем.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения  $P_{нас}$ , кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса  $k_c$ :

$$P_{нас} = k''_c \sum_1^n P_{нас}, \quad (2)$$

$$P_{нас} = 1 \cdot 1 \cdot 5 = 5 \text{ кВт}$$

где  $k''_c$  - коэффициент спроса санитарно-технических устройств;

$n$  - количество санитарно-технических устройств;

$P_{нас}$  - установленная мощность насосов [5], кВт.

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{нас} + P_{л}, \quad (3)$$

$$P_c = 5 + 0 = 5 \text{ кВт}.$$

Нагрузка квартир  $P_{кв}$  для общежития 45:

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n, \quad (4)$$

$$P_{кв} = 100 \cdot 1,95 = 195 \text{ кВт},$$

где  $P_{кв. уд.}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

$n$  – количество квартир.

Нагрузка жилого дома без встроенных потребителей  $P_{р.ж.д.}$ :

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (5)$$

$$P_{р.ж.д.} = 195 + 0,9 \cdot 5 = 200 \text{ кВт},$$

где  $P_{кв}$  – расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;

$P_c$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Расчётная реактивная мощность находится через коэффициент мощности:

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (6)$$

$$Q_{р.ж.д.} = 200 \cdot 0,2 = 40 \text{ квар},$$

Прогнозная величина нагрузки для общежития 45:

$$P_{р.ж.д.2022} = P_{р.ж.д.} \cdot K_{прп2022}, \quad (7)$$

$$Q_{р.ж.д.2022} = P_{р.ж.д.2022} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (8)$$

$$P_{р.ж.д.2022} = 200 \cdot 1,06 = 211 \text{ кВт}, \quad (9)$$

$$Q_{р.ж.д.2022} = 211 \cdot 0,2 = 42 \text{ квар}.$$



Для всех жилых зданий расчёт нагрузки ведётся аналогично, результаты сведём в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчётная нагрузка жилых зданий

Объект	Обозначение на плане	Кприр 2022 год	Расчётная нагрузка на вводе				Мощность, принятая к расчёту, кВА	tg (φ)
			без прироста		с приростом			
			P, кВт	Q, кВАр	P, кВт	Q, кВАр		
Жилой дом на 47 кв.	5,11	1,06	148	30	157	31	160	0,20
Жилой дом на 82 кв.	3,4	1,06	197	39	209	42	213	0,20
Жилой дом на 100 кв.	6,9,12,13,19	1,06	200	40	211	42	216	0,20
Жилой дом на 45 кв.	16,18,20,21, 22, 25	1,06	144	29	153	31	156	0,20
Двухквартирный жилой дом	32,34,35,36, 39, 41,42,43	1,06	29	6	31	6	31	0,20
Одноквартирный жилой дом	33,37,38,40	1,06	15	3	15	3	16	0,20
Общежитие ИТР	45	1,06	200	40	211	42	216	0,20

## 2.2 Определение нагрузки общественных зданий

К общественным зданиям относятся

- различные учреждения и организации управления, финансирования, кредитования, госстраха, просвещения, дошкольные;
- библиотеки, архивы;
- предприятия торговли, бытового обслуживания населения;
- столовые и учреждения общественного питания;
- лечебные учреждения, музеи;
- гостиницы;
- зрелищные предприятия и спортивные сооружения.

К данной категории также относим гаражи и пожарную часть.

В таблице 5 покажем информацию по общественным зданиям.

Таблица 5 - Данные по общественным зданиям

Объект	Обозначение на плане	Кол-во объектов	наименование уд. единицы	величина уд. единиц, [4]	количество уд. единиц
Административное здание	17	1	м <sup>2</sup>	400	0,054
Магазин	2,7,8,10,15,28,29	7	м <sup>2</sup>	80	0,25
Отдел полиции	23	1	м <sup>2</sup>	340	0,054
Школа	26	1	учащихся	600	0,25
Бассейн	27	1	мест	100	0,46
Детский сад	14	1	мест	140	0,46
Столовая	47	1	мест	100	1,04
Торговый центр	24	1	м <sup>2</sup>	1400	0,054
СТО	1	1		20	1
Кафе	44	1	мест	130	1,04
Пожарная часть №15	46	1	м <sup>2</sup>	1000	0,054
Гараж		1	мест	1	5

К вводам в общественные помещения приводится нагрузка всех электроприёмников: силовая нагрузка, кондиционеры, вентиляционные двигатели [4].

Нагрузка общественных зданий определяется аналогично нагрузке жилых домов. В качестве удельных единиц выступает количество посещений здания, площадь здания, количество мест.

Для примера определяем нагрузку школы 26 на 600 мест.

Здания потребителей основной нагрузки:

$$P_{\text{общ зд}} = P_{\text{общ зд уд}} \cdot n_{\text{мест}}, \quad (10)$$

$$P_{\text{общ зд}} = 600 \cdot 0,25 = 150 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{общ зд}} = P_{\text{общ зд}} \cdot \text{tg}\varphi,$$

$$Q_{\text{общ зд}} = 150 \cdot 0,38 = 57 \text{ квар},$$

где  $P_{обц\ зд\ уд}$  – удельная расчётная нагрузка для гостиницы, 0,25 кВт/место, [4], кВт;

$n_{мест}$  – количество мест школы.

Нагрузка школы 26 с учётом прогноза:

$$P_{обц\ зд\ 2022} = P_{обц\ зд\ уд} \cdot K_{прир\ 2022},$$

$$P_{обц\ зд\ 2022} = 150 \cdot 1,06 = 159 \text{ кВт},$$

$$Q_{обц\ зд\ 2022} = P_{обц\ зд\ 2022} \cdot tg\varphi,$$

$$Q_{обц\ зд\ 2022} = 159 \cdot 0,38 = 60 \text{ квар}.$$

Встроенных в общественные здания потребителей нет. Результаты расчёта нагрузок общественных зданий сведём в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчётные нагрузки общественных зданий

Объект	Обозначение на плане	Кприр 2022 год	Расчётная нагрузка на вводе				Мощность, принятая к расчёту, кВА	tg (φ)
			без прироста		с приростом			
			P, кВт	Q, кВАр	P, кВт	Q, кВАр		
Административное здание	17	1,06	22	12	23	13	26	0,57
Магазин	2,7,8,10,15,28,29	1,06	20	15	21	16	27	0,75
Отдел полиции	23	1,06	18	10	19	11	22	0,57
Школа	26	1,06	150	57	159	60	170	0,38
Бассейн	27	1,06	46	20	49	21	53	0,43
Детский сад	14	1,06	64	16	68	17	70	0,25
Столовая	47	1,06	104	21	110	22	112	0,20
Торговый центр	24	1,06	76	43	80	46	92	0,57
СТО	1	1,06	20	8	21	8	23	0,38
Кафе	44	1,06	135	27	143	29	146	0,20
Пожарная часть №15	46	1,06	54	31	57	33	66	0,57
Гараж		1,06	5	1	5	1	5	0,20

### 2.3 Определение нагрузки промышленных потребителей

В п.г.т. Талакан имеется электростанция, а также насосная станция водоснабжения и водоотведения, поэтому необходимо произвести расчёт подобной нагрузки в системе электроснабжения 0,4-10 кВ поселка.

Согласно [4], при отсутствии удельных нагрузок по рассчитываемому потребителю, допускается использование данных техно-рабочей документации на потребителей поселка. В качестве исходных данных для расчёта нагрузок используются замерные нагрузки зимы 2018 года на вводах различных промышленных потребителей, перечень потребителей указан в таблице 7.

Таблица 7 – Нагрузки промышленных зданий

Объект	№ на листе	Кол-во объектов	P, кВт
Электростанция	30	1	8000
КНС	31	1	50

В качестве расчётной мощности принимаем нагрузку замерного дня по таблице 9. Прогнозная нагрузка считается аналогично нагрузке жилых домов, на примере электростанции:

$$P_{p2022} = P_p \cdot K_{прир2022}; \quad (11)$$

$$P_{p2022} = 8000 \cdot 1,06 = 8480 \text{ кВт};$$

$$Q_{p2022} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{p2022} = 8480 \cdot 0,2 = 1696 \text{ квар.}$$

Результаты расчёта показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Расчётные нагрузки промышленных зданий

Объект	Обозначение на плане	Kприр 2022 год	Расчётная нагрузка на вводе				Мощность, принятая к расчёту, кВА	tg (φ)
			без прироста		с приростом			
			P, кВт	Q, кВАр	P, кВт	Q, кВАр		
Электростанция	30	1,06	8000	1600	8480	1696	8648	0,20
КНС	31	1,06	50	19	53	20	57	0,38

## 2.4 Определение нагрузки питающих кабелей 0,4 кВ

Согласно описанию потребителей поселка, присутствует 1-3 категория по надёжности электроснабжения потребителей. Таким образом, перерыв в электроснабжении не должен превышать 2 часа. В соответствии с [4], допускается применение автоматизированных схем (двухлучевых) для питания потребителей 0,4 кВ, таблица 9.

Таблица 9 – Категории потребителей в жилом районе п.г.т. Талакан

Объект	№ на листе	Sp, кВА	категория по бесперебойности электроснабжения
Жилой дом на 47 кв.	5,11	160	2
Жилой дом на 82 кв.	3,4	213	2
Жилой дом на 100 кв.	6,9,12,13,19	216	2
Жилой дом на 45 кв.	16,18,20,21,22,25	156	2
Административное здание	17	26	3
Магазин	2,7,8,10,15,28,29	27	3
Отдел полиции	23	22	2
Электростанция	30	8648	1
Школа	26	170	2
Бассейн	27	53	2
Детский сад	14	70	2
Столовая	47	112	3
Торговый центр	24	92	3
Двухквартирный жилой дом	32,34,35,36,39,41,42,43	31	3
Одноквартирный жилой дом	33,37,38,40	16	3
КНС	31	57	2
СТО	1	23	3
Кафе	44	146	2
Общественные ИТР	45	216	2
Пожарная часть №15	46	66	1
Гараж		5	3

Используя план жилого района поселка, проведём разработку конфигурации сети 0,4 кВ. Сводные данные о линиях 0,4 кВ по каждой ТП покажем в таблице 10.

Таблица 10 – Сводные данные о линиях 0,4 кВ по каждой ТП

тип нагрузки	Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	$P_{зд макс}$ , кВт	$Q_{зд макс}$ , кВар	$P_{зд i}$ , кВт	$Q_{зд i}$ , кВар	$Ky$
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
производственная нагрузка	гаражи	212,00	42,40			0,80
ТП-2						
производственная нагрузка	гаражи	318,00	63,60			0,60
ТП-3						
Нагрузка общественных зданий	1,2	21,20	15,90	21,20	8,06	0,80
Нагрузка общественных зданий	47	110,24	22,05			
ТП-4						
Нагрузка жилых домов	3	209,03	41,81			
Нагрузка жилых домов	4	209,03	41,81			
Нагрузка жилых домов	5	156,72	31,34			
Нагрузка жилых домов	9	211,47	42,29			
Нагрузка жилых домов	11	156,72	31,34			
Нагрузка жилых домов	12	211,47	42,29			
Нагрузка общественных зданий	8,10,15	21,20	15,90	42,40	31,80	0,80
производственная нагрузка	гаражи	265,00	53,00			0,70
ТП-5						
Нагрузка жилых домов	6	211,47	42,29			
Нагрузка жилых домов	13	211,47	42,29			
Нагрузка жилых домов	19	211,47	42,29			
Нагрузка жилых домов	20	152,64	30,53			
Нагрузка жилых домов	21	152,64	30,53			
Нагрузка общественных зданий	14	68,26	17,07			
Нагрузка общественных зданий	7	21,20	15,90			
ТП-6						
Нагрузка жилых домов	16	152,64	30,53			
Нагрузка жилых домов	22	152,64	30,53			
Нагрузка жилых домов	18	152,64	30,53			
Нагрузка жилых домов	25	152,64	30,53			

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
Нагрузка общественных зданий	24	80,14	45,68			
Нагрузка общественных зданий	23	19,46	11,09			
Нагрузка общественных зданий	17	22,90	13,05			
ТП-7						
Нагрузка общественных зданий	26	159,00	60,42			
Нагрузка общественных зданий	27	48,76	20,97			
производственная нагрузка	31	53,00	20,14			
ТП-8						
Нагрузка жилых домов	32,28,29	30,74	6,15	42,40	31,80	0,80
Нагрузка жилых домов	33,39,38,37,36	61,48	12,30	46,11	9,22	0,90
Нагрузка жилых домов	34,35,42,43,41,40	153,70	30,74	15,37	3,07	0,90
ТП-9						
Нагрузка общественных зданий	44	143,31	28,66			
Нагрузка жилых домов	45	211,47	42,29			
Нагрузка общественных зданий	46	57,24	32,63			

Расчёт нагрузки по линии 0,4 кВ ведётся по формуле, аналогичной (5). Для примера определяем нагрузку линии 1 от ТП-3. Потребители по линии – СТО и магазин.

Расчётная активная нагрузка по линии:

$$P_{p,0,4кВ} = P_{наиб\ зд} + k_y \cdot P_{ост\ зд}, \quad (12)$$

$$P_{p,0,4кВ} = 21,2 + 0,8 \cdot 21,2 = 38,2 \text{ кВт},$$

где  $P_{наиб\ зд}$  - наибольшая нагрузка здания из числа подключенных к линии, кВт;

$k_y$  - коэффициент участия в максимуме электрической нагрузки здания с наибольшей нагрузкой [4];

$P_{ост\ зд}$  - расчетные нагрузки остальных зданий.

Расчётная реактивная нагрузка по линии:

$$Q_{p\ л0,4кВ} = P_{p\ л0,4кВ} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{л0,4кВ}, \quad (13)$$

$$Q_{p\ л0,4кВ} = 164,4 \cdot 0,59 = 22,3 \text{ квар},$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{л0,4кВ}$  - коэффициент мощности нагрузки по линии, принимается как среднее из коэффициентов каждого потребителя по линии.

Согласно [4], при определении расчетной электрической нагрузки линий 0,4 кВ должны учитываться потери мощности в питающих линиях 0.4 кВ. Потери мощности для линии 1 от ТП-3 определяются по формуле:

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{P_{p\ л0,4кВ}^2 + Q_{p\ л0,4кВ}^2}{U_n^2} \cdot R_{л0,4кВ\ уд} \cdot L_{л0,4кВ}, \quad (14)$$

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{38,2^2 + 22,3^2}{0,4^2} \cdot 1,91 \cdot 0,15 = 3,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{P_{p\ л0,4кВ}^2 + Q_{p\ л0,4кВ}^2}{U_n^2} \cdot X_{л0,4кВ\ уд} \cdot L_{л0,4кВ}, \quad (15)$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{38,2^2 + 22,3^2}{0,4^2} \cdot 0,099 \cdot 0,15 = 0,2 \text{ квар},$$

где  $P_{p\ л0,4кВ}$ ,  $Q_{p\ л0,4кВ}$  - расчетная активная и реактивная нагрузка по линии, кВт;

$U_n$  - номинальное напряжение сети,  $U_n = 0,4кВ$  ;

$R_{л0,4кВ\ уд}$ ,  $X_{л0,4кВ\ уд}$  - удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км [6];

$L_{л0,4кВ}$  - длина линии 0,4 кВ, км.

Приведенная нагрузка по линии определяется по формуле:

$$P_{прив\ л0,4кВ} = P_{p\ л0,4кВ} + \Delta P_{л0,4кВ}, \quad (16)$$



$$P_{\text{прив.л0,4кВ}} = 38,2 + 3,5 = 41,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{прив.л0,4кВ}} = Q_{\text{р.л0,4кВ}} + \Delta Q_{\text{л0,4кВ}},$$

$$Q_{\text{прив.л0,4кВ}} = 22,3 + 0,2 = 22,5 \text{ квар}.$$

Приведенная реактивная нагрузка определяется аналогично.

Для фидера 1 от ТП-3 определяем расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{P_{\text{прив.л0,4кВ}}^2 + Q_{\text{прив.л0,4кВ}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (17)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{41,7^2 + 22,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1} = 68 \text{ А}.$$

Расчётный ток показан для однолучевой схемы.

Результаты расчёта расчётной, приведенной нагрузки и расчётного тока сводим в таблицу 11.

Таблица 11 - Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	$P_{\text{р.л}}$ , кВт	$Q_{\text{р.л}}$ , кВАр	$S_{\text{расч}}$ линии, кВА	$\Delta P_{\text{л}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{л}}$ , кВАр	$P_{\text{прив.л}}$ , кВт	$Q_{\text{прив.л}}$ , кВАр	$S_{\text{прив.л}}$ , кВА	$I_{\text{расч}}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП-1										
производственная нагрузка	гаражи	169,6	33,9	173,0	6,2	1,1	175,8	35,0	179,2	259
ТП-2										
производственная нагрузка	гаражи	190,8	38,2	194,6	6,2	1,4	197,0	39,6	200,9	290
ТП-3										
Нагрузка общественных зданий	1,2	38,2	22,3	44,2	3,5	0,2	41,7	22,5	47,4	68
Нагрузка общественных зданий	47	110,2	22,0	112,4	7,4	1,0	117,7	23,1	119,9	173

## Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП-4										
Нагрузка жилых домов	3	209,0	41,8	213,2	14,8	3,4	223,9	45,2	228,4	330
Нагрузка жилых домов	4	209,0	41,8	213,2	7,4	1,7	216,4	43,5	220,8	319
Нагрузка жилых домов	5	156,7	31,3	159,8	7,9	1,4	164,6	32,8	167,8	243
Нагрузка жилых домов	9	211,5	42,3	215,7	7,6	1,7	219,1	44,0	223,4	323
Нагрузка жилых домов	11	156,7	31,3	159,8	5,3	1,0	162,0	32,3	165,2	239
Нагрузка жилых домов	12	211,5	42,3	215,7	15,2	3,5	226,6	45,8	231,2	334
Нагрузка общественных зданий	8,10,15	55,1	41,3	68,9	5,0	0,5	60,1	41,8	73,3	106
производственная нагрузка	гаражи	185,5	37,1	189,2	14,0	4,0	199,5	41,1	203,6	294
ТП-5										
Нагрузка жилых домов	6	211,5	42,3	215,7	15,1	4,3	226,6	46,6	231,3	334
Нагрузка жилых домов	13	211,5	42,3	215,7	15,2	3,5	226,6	45,8	231,2	334
Нагрузка жилых домов	19	211,5	42,3	215,7	7,6	1,7	219,1	44,0	223,4	323
Нагрузка жилых домов	20	152,6	30,5	155,7	6,8	0,9	159,4	31,5	162,5	235
Нагрузка жилых домов	21	152,6	30,5	155,7	6,8	0,9	159,4	31,5	162,5	235
Нагрузка общественных зданий	14	68,3	17,1	70,4	5,8	0,3	74,1	17,4	76,1	110

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагрузка общественных зданий	7	21,2	15,9	26,5	1,1	0,1	22,3	16,0	27,4	40
ТП-6										
Нагрузка жилых домов	16	152,6	30,5	155,7	10,0	1,8	162,6	32,4	165,8	240
Нагрузка жилых домов	22	152,6	30,5	155,7	6,8	0,9	159,4	31,5	162,5	235
Нагрузка жилых домов	18	152,6	30,5	155,7	10,2	1,4	162,8	31,9	165,9	240
Нагрузка жилых домов	25	152,6	30,5	155,7	10,2	1,4	162,8	31,9	165,9	240
Нагрузка общественных зданий	24	80,1	45,7	92,2	3,3	0,3	83,5	46,0	95,3	138
Нагрузка общественных зданий	23	19,5	11,1	22,4	0,6	0,0	20,0	11,1	22,9	33
Нагрузка общественных зданий	17	22,9	13,1	26,4	1,4	0,1	24,3	13,1	27,6	40
ТП-7										
Нагрузка общественных зданий	26	159,0	60,4	170,1	3,0	0,5	162,0	61,0	173,1	250
Нагрузка общественных зданий	27	48,8	21,0	53,1	1,1	0,1	49,9	21,0	54,1	78
производственная нагрузка	31	53,0	20,1	56,7	1,9	0,2	54,9	20,3	58,5	85
ТП-8										
Нагрузка жилых домов	32,28,29	64,7	31,6	72,0	6,1	0,3	70,7	31,9	77,6	112

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагрузка жилых домов	33,39, 38,37, 36	103,0	20,6	105,0	7,8	0,8	110,7	21,4	112,8	163
Нагрузка жилых домов	34,35, 42,43, 41,40	167,5	33,5	170,9	10,8	2,0	178,3	35,5	181,8	263
ТП-9										
Нагрузка общественных зданий	44	143,3	28,7	146,2	11,9	1,6	155,2	30,3	158,2	229
Нагрузка жилых домов	45	211,5	42,3	215,7	15,2	3,5	226,6	45,8	231,2	334
Нагрузка общественных зданий	46	57,2	32,6	65,9	3,4	0,2	60,6	32,8	68,9	100

## 2.5 Выбор и проверка проводников 0,4 кВ

Для потребителей частного сектора, магазины, столовая и прочие потребители 3й категории по надёжности линии 0,4 кВ выполняются проводом СИП-2А. Положительные свойства самонесущих изолированных проводов:

1. Снижение затрат на эксплуатацию (до 80 %).
2. Уменьшение затрат при возведении и монтаже ВЛИ.
3. Уменьшение случаев хищения электроэнергии.
4. Упрощение выполнения монтажных работ.
5. Высокий показатель пожаробезопасности ВЛИ.

Кабельные линии 0,4 кВ, учитывая специфику застройки поселка, прокладываются в траншеях [7]. В проекте применяется кабель марки АВВГнг-ХЛ:

А - алюминиевые жилы;

В - изоляция из поливинилхлоридного пластиката повышенной холодостойкости, поясная изоляция из ПВХ лент;

Внг-ХЛ - оболочка (защитный шланг) из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести и повышенной холодостойкости;

Г - броня отсутствует.

Согласно таблице 1, кабели данной марки могут эксплуатироваться при температуре от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ . Исходя из условий прокладки и работы кабелей 0,4 кВ, применяются поправочные коэффициенты.

Допустимый ток кабельной линии 1 от ТП-4 сечением  $120\text{ мм}^2$  с поправкой на условия прокладки определяется по формуле:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп справ}} \cdot K_{\text{сниж}} \cdot K_{\text{перезр}} \cdot K_t, \quad (18)$$

$$I_{\text{доп}} = 295 \cdot 0.92 \cdot 1.25 \cdot 1 = 339 \text{ A},$$

где  $I_{\text{доп справ}}$  - справочная величина [7],

$K_{\text{сниж}}$  - коэффициент снижения токовой нагрузки, для двух кабелей в траншее при двухлучевой схеме принимается равный 0,92;

$K_{\text{перезр}}$  - для кабелей 0,4 кВ предварительно загруженных на 80% при прокладке в земле с учётом 6-ти часового промежутка времени на ликвидацию аварии принимается 1.25;

$K_t$  - температурный коэффициент равный 1 для температуры окружающего воздуха  $25^{\circ}\text{C}$ .

В таблице 12 приведены результаты расчёта по формуле (18).

Таблица 12 – Справочные данные кабелей с учётом условий прокладки

F, мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп справ}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$r_{\text{уд}}$ , Ом/км	$x_{\text{уд}}$ , Ом/км
25	115	132	1,250	0,0662
35	140	161	0,894	0,0637
50	175	201	0,625	0,0625
70	210	242	0,447	0,0612
95	255	293	0,329	0,0602
120	295	339	0,261	0,0602
150	335	385	0,208	0,0596
185	385	443	0,190	0,0596
240	440	506	0,129	0,077

Согласно [8], кабели и провода ВЛИ до 1 кВ выбираются по нагреву длительно допустимым током:

$$I_p \leq I_{дон} .$$

Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ покажем в таблице 13.

Таблица 13 – Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	I <sub>расч</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	F, мм <sup>2</sup>
1	2	3	4	5
ТП-1				
производственная нагрузка	гаражи	259	293	95
ТП-2				
производственная нагрузка	гаражи	290	339	120
ТП-3				
Нагрузка общественных зданий	1,2	68	100	16
Нагрузка общественных зданий	47	173	242	70
ТП-4				
Нагрузка жилых домов	3	330	339	120
Нагрузка жилых домов	4	319	339	120
Нагрузка жилых домов	5	243	293	95
Нагрузка жилых домов	9	323	339	120
Нагрузка жилых домов	11	239	293	95
Нагрузка жилых домов	12	334	339	120
Нагрузка общественных зданий	8,10,15	106	201	50
производственная нагрузка	гаражи	294	385	150
ТП-5				
Нагрузка жилых домов	6	334	385	150
Нагрузка жилых домов	13	334	339	120
Нагрузка жилых домов	19	323	339	120
Нагрузка жилых домов	20	235	242	70
Нагрузка жилых домов	21	235	242	70
Нагрузка общественных зданий	14	110	132	25
Нагрузка общественных зданий	7	40	132	25
ТП-6				
Нагрузка жилых домов	16	240	293	95
Нагрузка жилых домов	22	235	242	70
Нагрузка жилых домов	18	240	242	70

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
Нагрузка жилых домов	25	240	242	70
Нагрузка общественных зданий	24	138	201	50
Нагрузка общественных зданий	23	33	132	25
Нагрузка общественных зданий	17	40	132	25
ТП-7				
Нагрузка общественных зданий	26	250	293	95
Нагрузка общественных зданий	27	78	132	25
производственная нагрузка	31	85	201	50
ТП-8				
Нагрузка жилых домов	32,28,29	112	132	25
Нагрузка жилых домов	33,39,38,37,36	163	201	50
Нагрузка жилых домов	34,35,42,43,41,40	263	293	95
ТП-9				
Нагрузка общественных зданий	44	229	242	70
Нагрузка жилых домов	45	334	339	120
Нагрузка общественных зданий	46	100	132	25

Проверка кабелей и проводов ВЛИ проводится из условий соблюдения [9], а именно не превышение потери напряжения в пределах 10% по формуле для линии 1 ТП-1:

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi))}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (19)$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 259 \cdot 0,1 \cdot (0,329 \cdot 0,98 + 0,06 \cdot 0,2)}{0,4} \cdot 100\% = 3,9\%,$$

где  $\cos(\varphi)$  и  $\sin(\varphi)$  – коэффициента мощности, определённые как средние из всех потребителей по линии;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение линии, 0,4 кВ;

$L$  – длина линии 0,4 кВ, км;

$I_{\text{расч}}$  – расчетный ток по линии 0,4 кВ, А;

$r_0, x_0$  - удельные сопротивления ранее выбранных проводников, Ом/км.

В нормальном режиме условие выполняется, так как медленное изменение напряжения менее 10% [10]. Результаты расчёта по всем линиям 0,4 кВ показаны в таблице 14.

Таблица 14– Потери напряжения в сети 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{расч},$ А	L, км	cosφ	sinφ	R, Ом/км	X, Ом/км	$\Delta U,$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1								
производственная нагрузка	гаражи	259	0,10	0,98	0,20	0,329	0,060	3,9
ТП-2								
производственная нагрузка	гаражи	290	0,10	0,98	0,20	0,261	0,060	3,5
ТП-3								
Нагрузка общественных зданий	1,2	68	0,15	0,86	0,51	1,910	0,099	7,9
Нагрузка общественных зданий	47	173	0,21	0,98	0,20	0,447	0,061	7,5
ТП-4								
Нагрузка жилых домов	3	330	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	8,0
Нагрузка жилых домов	4	319	0,10	0,98	0,20	0,261	0,060	3,9
Нагрузка жилых домов	5	243	0,15	0,98	0,20	0,329	0,060	5,5
Нагрузка жилых домов	9	323	0,10	0,98	0,20	0,261	0,060	3,9
Нагрузка жилых домов	11	239	0,10	0,98	0,20	0,329	0,060	3,6
Нагрузка жилых домов	12	334	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	8,1
Нагрузка общественных зданий	8,10,15	106	0,27	0,80	0,60	0,625	0,063	7,0
производственная нагрузка	гаражи	294	0,30	0,98	0,20	0,208	0,060	8,7
ТП-5								
Нагрузка жилых домов	6	334	0,25	0,98	0,20	0,208	0,060	8,2
Нагрузка жилых домов	13	334	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	8,1
Нагрузка жилых домов	19	323	0,10	0,98	0,20	0,261	0,060	3,9
Нагрузка жилых домов	20	235	0,10	0,98	0,20	0,447	0,061	4,8



Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагрузка жилых домов	21	235	0,10	0,98	0,20	0,447	0,061	4,8
Нагрузка общественных зданий	14	110	0,15	0,97	0,24	1,250	0,066	9,2
Нагрузка общественных зданий	7	40	0,20	0,80	0,60	1,250	0,066	3,8
ТП-6								
Нагрузка жилых домов	16	240	0,20	0,98	0,20	0,329	0,060	7,3
Нагрузка жилых домов	22	235	0,10	0,98	0,20	0,447	0,061	4,8
Нагрузка жилых домов	18	240	0,15	0,98	0,20	0,447	0,061	7,4
Нагрузка жилых домов	25	240	0,15	0,98	0,20	0,447	0,061	7,4
Нагрузка общественных зданий	24	138	0,10	0,87	0,50	0,625	0,063	3,6
Нагрузка общественных зданий	23	33	0,15	0,87	0,50	1,250	0,066	2,5
Нагрузка общественных зданий	17	40	0,25	0,87	0,50	1,250	0,066	5,1
ТП-7								
Нагрузка общественных зданий	26	250	0,10	0,93	0,36	0,329	0,060	3,7
Нагрузка общественных зданий	27	78	0,10	0,92	0,40	1,250	0,066	4,2
производственная нагрузка	31	85	0,30	0,93	0,36	0,625	0,063	7,0
ТП-8								
Нагрузка жилых домов	32,28,29	112	0,15	0,90	0,44	1,250	0,066	8,8
Нагрузка жилых домов	33,39,38,37,36	163	0,18	0,98	0,20	0,625	0,063	8,3
Нагрузка жилых домов	34,35,42,43,41,40	263	0,18	0,98	0,20	0,329	0,060	7,2
ТП-9								
Нагрузка общественных зданий	44	229	0,20	0,98	0,20	0,447	0,061	9,4
Нагрузка жилых домов	45	334	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	8,1
Нагрузка общественных зданий	46	100	0,10	0,87	0,50	1,250	0,066	5,1

## 2.6 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП

По источнику [4], нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП определяется по формуле (12), учитывая некоторые особенности:

- Определяется суммарное количество квартир во всех зданиях, питаемых от данной ТП;
- Учитываются суммарные потери во всех линиях 0,4 кВ питаемых данной ТП;
- Учитывается нагрузка освещения улиц.

Для примера, проводится расчёт по ТП-4. От данной ТП в совокупности по всем жилым домам питается 458 квартир. По источнику [4], удельная нагрузка для квартир принимается 1,7 кВт/кВ. Силовая нагрузка – 6 насосов по 5 кВт. Нагрузка уличного освещения приблизительно определяется по формуле:

$$P_{осв} = P_{осв\ уд} \cdot L_{тер}, \quad (20)$$

$$P_{осв} = 10 \cdot 1,42 = 14,2 \text{ кВт},$$

где  $P_{осв\ уд}$  – удельная мощность уличного освещения, принимаем 10 кВт/км;

$L_{тер}$  – длина освещаемой территории, 1,42 км.

Потери в линиях 0,4 кВ составляют  $\Delta P_{л0,4кВ} = 77$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 17$  :

- Линия к потребителю 3 -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 14,8$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 3,4$ ,
- Линия к потребителю 4 -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 7,4$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1,7$ ,
- Линия к потребителю 5 -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 7,9$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1,4$ ,
- Линия к потребителю 9 -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 7,6$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1,7$ ,
- Линия к потребителю 11 -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 5,3$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1$ ,
- Линия к потребителю 12 -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 15,2$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 3,5$ ,
- Линия к потребителю 8,10,15 -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 5$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 0,5$ ,
- Линия к потребителю гаражи -  $\Delta P_{л0,4кВ} = 14$ ,  $\Delta Q_{л0,4кВ} = 4$ ,

Расчётная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-4:

$$P_{расч\ ТП-4} = P_{кв\ уд} \cdot n_{кв} + (k_c^n \cdot P_{нас} \cdot n_{нас}) \cdot k_y + P_{зд} \cdot k_y + P_{осв} + \Delta P_{л0,4кВ}, \quad (21)$$

$$P_{расч\ ТП-4} = 1,7 \cdot 458 + (0,8 \cdot 5 \cdot 6) \cdot 0,9 + 329 \cdot 0,8 + 14,2 + 77 = 1154,4 \text{ кВт}.$$

Расчётная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-4:

$$Q_{расч\ ТП-4} = Q_{кв} + Q_{зд} \cdot k_y + \Delta Q_{л0,4кВ}, \quad (22)$$

$$Q_{расч\ ТП-4} = 155,7 + 101 \cdot 0,8 + 17 = 253,5 \text{ квар}.$$

Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-4:

$$S_{расч\ ТП-4} = \sqrt{P_{расч\ ТП-4}^2 + Q_{расч\ ТП-4}^2}, \quad (23)$$

$$S_{расч\ ТП-4} = \sqrt{1154,4^2 + 253,5^2} = 1181,9 \text{ кВА}.$$

Подробные данные для расчета по ТП сведены в таблицу 15.

Расчётные нагрузки по ТП сведены в таблицу 16.

Таблица 15 – Подробный расчёт нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	N <sub>кв</sub>	P <sub>кв уд</sub> , кВт/кв	P <sub>кв</sub> , кВт	Q <sub>кв</sub> , квар	P <sub>силЭП</sub>	K <sub>y</sub>	L <sub>тер</sub> , км	P <sub>осв уд</sub> , кВт/км	P <sub>осв</sub> , кВт	ΔP <sub>л</sub> , кВт	ΔQ <sub>л</sub> , квар
ТП-1			0	0	0		0,10	7	0,7	6	1
ТП-2			0	0	0		0,10	7	0,7	6	1
ТП-3			110,2*	22,0*	0		0,36	7	2,52	11	1
ТП-4	458	1,7	778,6*	155,7*	24	0,9	1,42	10	14,2	77	17
ТП-5	390	1,73	674,7*	134,9*	20	0,9	1,10	10	11	58	12
ТП-6	180	1,83	329,4*	65,9*	17	0,9	1,10	10	11	42	6
ТП-7			159,0*	60,4*			0,50	10	5	6	1
ТП-8	20	5,5	110*	22,0*			0,51	10	5,1	25	3
ТП-9			211,47*	42,3*			0,50	10	5	30	5

\* - приведена нагрузка здания с наибольшей нагрузкой, подключенной к ТП

Для ТП-1 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 170$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 34$  кВар,  $K_y = 1$ .

Для ТП-2 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 191$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 38$  кВар,  $K_y = 1$ .

Для ТП-3 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 42$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 24$  кВар,  $K_y = 0,8$ .

Для ТП-4 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 329$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 101$  кВар,  $K_y = 0,8$ .

Для ТП-5 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 89$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 33$  кВар,  $K_y = 0,4$ .

Для ТП-6 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 122$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 70$  кВар,  $K_y = 0,8$ .

Для ТП-7 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 102$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 41$  кВар,  $K_y = 0,8$ .

Для ТП-8 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 42$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 32$  кВар,  $K_y = 0,8$ .

Для ТП-9 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий  $P_{зд\ i} = 201$  кВт,  $Q_{зд\ i} = 61$  кВар,  $K_y = 0,7$ .

Таблица 16 – Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП

№	$P_{р\ 0,4\ кВ},\ кВт$	$Q_{р\ 0,4\ кВ},\ кВар$	$S_{р\ 0,4\ кВ},\ кВА$
ТП-1	176,5	35,0	179,9
ТП-2	197,7	39,6	201,6
ТП-3	157,6	42,4	163,2
ТП-4	1154,4	253,5	1181,9
ТП-5	797,8	159,9	813,7
ТП-6	496,0	127,7	512,2
ТП-7	251,4	94,1	268,4
ТП-8	173,6	50,5	180,8
ТП-9	387,4	90,5	397,8

## 2.7 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП

Согласно приказу №380 Минэнерго, на шинах 0,4 кВ подстанций допустимый коэффициент реактивной мощности рекомендуется выдерживать не более  $tg\varphi = 0.35$ . Проверим значение  $tg\varphi$  на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$tg\varphi = \frac{Q_{расч\ ТП-1}}{P_{расч\ ТП-1}}. \quad (24)$$

$$tg\varphi = \frac{35}{176,5} = 0.2.$$

Для остальных ТП расчёт покажем в таблице 17.

Таблица 17 –  $tg\varphi$  на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	$P_{р\ 0,4\ кВ},\ кВт$	$Q_{р\ 0,4\ кВ},\ кВар$	$tg\varphi_{расч}$	$tg\varphi_{пред}$
ТП-1	176,5	35,0	0,20	0,35
ТП-2	197,7	39,6	0,20	0,35
ТП-3	157,6	42,4	0,27	0,35
ТП-4	1154,4	253,5	0,22	0,35
ТП-5	797,8	159,9	0,20	0,35
ТП-6	496,0	127,7	0,26	0,35
ТП-7	251,4	94,1	0,37	0,35
ТП-8	173,6	50,5	0,29	0,35
ТП-9	387,4	90,5	0,23	0,35

Из таблицы 17 видно, что для ТП-7 необходимо скомпенсировать реактивную мощность. Требуемая мощность компенсирующих устройств, квар:

$$Q_{КУ\ треб} = Q_{расч} - P_{расч} \cdot tg\varphi_{пред}, \quad (25)$$

$$Q_{КУ\ треб} = 94,1 - 251,4 \cdot 0,35 = 6,1,$$

где  $tg\varphi_{пред}$  - предельно допустимый коэффициент мощности, принимаемый 0,35 по [10];

На шинах ТП-7 устанавливаем 2 батареи конденсаторов УКРМ – 10 – 10УЗ настроенные на 10 кВар.

Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ остальных ТП не требуется.

## 2.8 Количество трансформаторов в ТП

Проектом для п.г.т. Талакан предусматривается отказ от ТП в режиме недогрузки. В таком случае перевод потребителей 0,4 кВ проводится на шины 0,4 кВ ближайших ТП. Расположение ТП до реконструкции представлено на листе графической части №1.

В соответствии с категорией по надёжности электроснабжения, для потребителей второй категории предусматривается установка двух трансформаторов на ТП, для потребителей третьей категории – одного трансформатора.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП 1:

$$S_{PT1} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_C}, \quad (26)$$

$$S_{PT1} = \frac{179,9}{1 \cdot 0,8} = 225 \text{ кВА},$$

где  $S_{ТП}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_C$  - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице 54.13 [4].

Выбор номинальной мощности трансформаторов производится из каталога завода изготовителя выпускающего трансформаторы, с соблюдением условия: номинальная мощность должна быть больше расчётной. В проекте принимаются герметичные масляные трансформаторы ТМГ, для ТП-1 на 250 кВА.

Проверка выбранных трансформаторов производится в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП 1:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{\text{НОМТР}} \cdot N_{\text{ТР}}}; \quad (27)$$

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{179,9}{250 \cdot 1} = 0,72 \geq 0,5;$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{S_P}{S_{\text{НОМТР}} \cdot (N_{\text{ТР}} - 1)}. \quad (28)$$

$$K_{3 \text{ на}} = \frac{179,9}{250 \cdot (1)} = 0,72 \leq 0,92.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов

№ ТП	S <sub>p</sub> , кВА	N <sub>ТР</sub>	K <sub>доп</sub>	S <sub>ТР РАСЧ</sub> , кВА	S <sub>ТР НОМ</sub> , кВА	K <sub>з факт</sub>	K <sub>з авар</sub>	K а доп
1	179,9	1	0,8	225	250	0,72	0,72	0,8
2	201,6	1	0,8	252	400	0,50	0,50	0,8
3	163,2	1	0,8	204	250	0,65	0,65	0,8
4	1181,9	2	0,7	844	1000	0,59	1,18	1,4
5	813,7	2	0,7	581	630	0,65	1,29	1,4
6	512,2	2	0,7	366	400	0,64	1,28	1,4
7	268,4	2	0,7	192	250	0,54	1,07	1,4
8	180,8	1	0,8	226	250	0,72	0,72	0,8
9	397,8	2	0,7	284	400	0,50	0,99	1,4

При выполнении проекта, фактическая нумерация ТП п.г.т. Талакан изменяется на порядковую с 1 по 9. В таблице 19 приводится мощность трансформаторов до и после модернизации.

Таблица 19 – ТП до и после модернизации

старое наименование	наименование	Мощность трансформаторов до модернизации, кВА	Мощность трансформаторов после модернизации, кВА	Примечание
1	2	3	4	5
	ТП-1	400	250	
	ТП-2	400	400	
	ТП-3	400	250	
	ТП-4	400	1000	
	ТП-5	630	630	

## Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
	ТП-6	400	400	
	ТП-7	400	250	
	ТП-8	250	250	
	ТП-9	250	400	
	ТП-11	250		Демонтирована, потребители переключены на ТП7
	ТП-5 (старая)	400		Демонтирована, потребители переключены на ТП4
	ТП-4 (старая)	400		Демонтирована, потребители переключены на ТП3

В таблице 20 приводится загрузка трансформаторов до и после модернизации.

Таблица 20 – загрузка ТП до и после модернизации

новое наименование	Мощность трансформаторов до модернизации, кВА	Мощность трансформаторов после модернизации, кВА	Нагрузка на стороне 0,4 кВ, кВА	Загрузка до модернизации	Загрузка после модернизации
ТП-1	400	250	179,9	45%	72%
ТП-2	400	400	201,6	50%	50%
ТП-3	400	250	163,2	41%	65%
ТП-4	400	1000	1181,9	148%	59%
ТП-5	630	630	813,7	65%	65%
ТП-6	400	400	512,2	64%	64%
ТП-7	400	250	268,4	34%	54%
ТП-8	250	250	180,8	72%	72%
ТП-9	250	400	397,8	80%	50%

Из таблицы 20 следует, что на ТП-1,3,7 производится увеличение мощности трансформаторов для исключения недогруженности. На ТП-4,9 мощность трансформаторов увеличена.



## 2.9 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Потери полной активной мощности определяются следующим образом:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (29)$$

где  $\Delta P_X$  - активные потери холостого хода [11];

$\Delta P_K$  - активные потери короткого замыкания [11].

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (30)$$

где  $\Delta Q_X$  - реактивные потери холостого хода;

$\Delta Q_K$  - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (31)$$

где  $S_{ном.т}$  - номинальная мощность трансформатора;

$I_x$  - ток холостого хода [11].

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (32)$$

где  $U_K$  - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в [11] и сведены в таблицу 21.

Таблица 21 - Паспортные данные трансформаторов

Марка ТМ	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
250	0,82	3,7	4,5	2,3
400	1,05	5,5	4,5	2,1
630	1,56	7,6	5,5	2
1000	2,45	12,2	5,5	1,4

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 1,  $S_{НОМ} = 250$  кВА:

$$\Delta P_{T1} = 0,82 + 0,72^2 \cdot 3,7 = 2,74 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_x = 250 \cdot \frac{2,6}{100} = 5,75 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_k = 250 \cdot \frac{4,6}{100} = 11,25 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{T1} = 5,75 + 0,72^2 \cdot 11,25 = 11,3 \text{ кВАр}.$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, и сведём результат в таблицу 22.

Таблица 22 – Потери мощности в трансформаторах

№ ТП	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВт
1	0,82	3,70	4,50	2,30	2,74	11,3
2	1,05	5,50	4,50	2,10	2,45	12,8
3	0,82	3,70	4,50	2,30	2,40	10,3
4	2,45	12,20	5,50	1,40	13,42	65,5
5	1,56	7,60	5,50	2,00	9,46	53,4
6	1,05	5,50	4,50	2,10	6,61	30,9
7	0,82	3,70	4,50	2,30	3,77	17,6
8	0,82	3,70	4,50	2,30	2,76	11,3
9	1,05	5,50	4,50	2,10	4,82	25,3

### 3 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 10 КВ

#### 3.1 Нагрузки на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к стороне 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2} \quad (33)$$

Для примера расчёты по ТП1:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(176,5 + 2,74)^2 + (35 + 11,5)^2} = 185,1 \text{ кВА.}$$

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 10 кВ сведём в таблицу 23.

Таблица 23 - Нагрузка ТП на стороне 10 кВ

№ ТП	Активная, кВт	Реактивная, кВАр	Полная, кВА
1	179,2	46,3	185,1
2	200,1	52,3	206,9
3	160,0	52,7	168,4
4	1167,8	319,0	1210,6
5	807,3	213,3	835,0
6	502,6	158,6	527,0
7	255,1	111,7	278,5
8	176,4	61,8	186,9
9	392,2	115,8	408,9

### 3.2 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Для соблюдения категории по надёжности электроснабжения потребителей на стороне НН ТП необходимо чтобы требования по категоричности соблюдались на стороне ВН ТП. Это достигается следующими способами:

- подключение вводов ТП к стороне ВН от разных центров питания (с двух сторон по петлевой схеме от ПС Новая и ПС 4);
- подключение вводов ТП к стороне ВН от одного центра питания, но от разных секций шин (петлевая схема сети 10 кВ питающаяся от ПС Новая);
- подключение потребителей ТП к стороне НН (резервирование по стороне НН).

Так как в данной работе предусматривается загрузка ПС Новая путём подключения распределительных сетей ВН к шинам ПС Новая, то рассматривать шины 6 кВ ПС 4 в качестве резервного источника питания нецелесообразно, так как перевод ПС 4 на напряжение НН 10 кВ повлечет за собой значительные дополнительные затраты.

Перевод действующих сетей 6 кВ на 10 кВ является безусловно целесообразным мероприятием и имеет потенциальные преимущества, которые связаны с введением в систему электроснабжения жилого района п.г.т. Талакан повышенного напряжения. Рассмотренное переустройство сетей имеет особую актуальность в условиях нашей страны, где более 60 % распределительных сетей работает при напряжении 6 кВ [12].

Напряжение питания принимается 10 кВ как приоритетного при проектировании и подключении новых потребителей.

Выводы по необходимости модернизации сетей:

1. В существующей сети голые провода А и АС заменяются на СИП-3 для обеспечения снижения потерь электроэнергии;
2. Устаревшие кабели и кабельные вставки демонтируются, все ответвительные линии выполняются проводом СИП-3;
3. В соответствии с нагрузкой и сроком службы трансформаторов ТП проводится замена трансформаторов ТП

Рассматриваются 2 варианта подключения ТП, оба по петлевой схеме, но различной конфигурации. Электрокотельная подключается двухцепной радиальной кабельной линией. Применяем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена АПВВнг (А - алюми-ниевая жила; Пв - изоляция из сшитого полиэтилена; Внг - оболочка из ПВХ пластиката).

Для варианта 1 схемы участка сети 10 кВ включающей ТП 9-8-6-5-4 расчётная нагрузка участка схемы находится как:

$$P_{расч\ лин10кВ} = k_{сов\ макс} \cdot P_{сумм\ нагр\ ТП}, \quad (34)$$

$$Q_{расч\ лин10кВ} = k_{сов\ макс} \cdot Q_{сумм\ нагр\ ТП},$$

$$S_{расч\ лин10кВ} = \sqrt{P_{расч\ лин10кВ}^2 + Q_{расч\ лин10кВ}^2}$$

$$P_{расч\ лин10кВ} = 0,8 \cdot 3046 = 2437 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч\ лин10кВ} = 0,8 \cdot 868 = 695 \text{ квар},$$

$$S_{расч\ лин10кВ} = \sqrt{2437^2 + 695^2} = 2534 \text{ кВА}$$

где  $k_{сов\ макс} = 0,8$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов [4];

$S_{сумм\ нагр\ ТП}, Q_{сумм\ нагр\ ТП}, P_{сумм\ нагр\ ТП}$  - суммарная нагрузка ТП 9-8-6-5-4, используя данные таблицы 23, находится как сумма:

$$P_{сумм\ нагр\ ТП} = 1167,8 + 807,3 + 502,6 + 176,4 + 392,2 = 3046 \text{ кВт}.$$

$$Q_{сумм\ нагр\ ТП} = 319 + 213,3 + 158,6 + 61,8 + 115,8 = 868 \text{ квар}$$

Токовая нагрузка по линии:

$$I_{расч\ лин10кВ} = \frac{S_{расч\ лин10кВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{расч\ лин10кВ} = \frac{2534}{\sqrt{3} \cdot 10} = 146 \text{ А.}$$

Итоги расчёта приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Расчёт нагрузки проводов 10 кВ

Наименование фидера 10 кВ	$P_{сум\ кЛ, кВТ}$	$Q_{сумм\ кЛ, кВар}$	$S_{сумм\ кЛ, кВА}$	$K_{совм}$	$P_{р\ кЛ, кВТ}$	$Q_{р\ кЛ, кВар}$	$S_{р\ кЛ, кВА}$	$I_{р\ кЛ, А}$
ПС - ТП 9-8-6-5-4 (вариант 1)	3046	868	3168	0,8	2437	695	2534	146
ПС - ТП 7-2-1-3 (вариант 1)	794	263	839	0,85	675	224	711	41
ПС - ТП 7-2-1-3-4-5-6-8-9 (вариант 1)	3841	1131	4007	0,75	2881	849	3003	174
ПС - ТП 9-7-4-2-1 (вариант 2)	2194	645	2290	0,8	1756	516	1830	106
ПС - ТП 6-5-8-3 (вариант 2)	1646	486	1717	0,8	1317	389	1373	79
ПС - ТП 6-5-8-3-1-2-4-7-9 (вариант 2)	3841	1131	2425	0,8	2881	849	3003	174

### 3.3 Выбор проводов распределительной сети 10 кВ

Для увеличения надёжности и пропускной способности сети 10 кВ применяем провод СИП – 3, каталожные данные приведены в [13]. Провод способен бесперебойно работать в агрессивных погодных условиях и химических средах, стоек к механическим повреждениям, в т.ч. к схлопыванию и попаданию на него посторонних объектов вроде веток деревьев. Рабочие токопроводящие жилы выполнены из уплотненной алюминиевой проволоки со стабильными механическими свойствами по всей ее длине.

Допустимый ток приведён в таблице 25 [13].

Таблица 25 – Допустимый ток проводов СИП-3 10 кВ

F, мм <sup>2</sup>	I <sub>доп</sub> , А
35	200
50	245
70	340
95	370
120	430
150	485
185	560

Согласно [8], сечение линий 10 кВ выбирается по нагреву длительно допустимым током:

$$I_p \leq I_{\text{доп.}}$$

Согласно таблице 23, сечение для линии ТП 9-8-6-5-4 варианта №1 95 мм<sup>2</sup>:

$$146 \leq 370 \text{ А.}$$

Для сравнения вариантов по эффективности определим потери энергии в сети:

$$\Delta W_{\text{лин}10\text{кВ}} = \frac{P_{\text{расч лин}10\text{кВ}}^2 + Q_{\text{расч лин}10\text{кВ}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{лин}10\text{кВ}}}{n_{\text{ц}}} \cdot T, \quad (35)$$

$$\Delta W_{\text{лин}10\text{кВ}} = \frac{2437^2 + 695^2}{10^2} \cdot \frac{1,41}{1} \cdot 5000 = 454555 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $P_{\text{расч лин}10\text{кВ}}$  – активная нагрузка по линии, МВт;

$Q_{\text{расч лин}10\text{кВ}}$  – реактивная нагрузка по линии, Мвар;

$n_{\text{ц}}$  - количество цепей линии;

$R_{\text{лин}10\text{кВ}}$  – активное сопротивление линии:

$$R_{\text{лин}10\text{кВ}} = L_{\text{лин}10\text{кВ}} \cdot \rho_{\text{пог уд}}, \quad (36)$$

$$R_{\text{лин}10\text{кВ}} = 3,9 \cdot 0,363 = 1,41 \text{ Ом},$$

где  $\rho_{\text{пог уд}}$  - удельное погонное сопротивление линии 10 кВ, Ом/км;

$T$  – число часов максимума нагрузки, для городских сетей принято 5000

ч.

Результаты расчётов покажем в таблице 26.

Таблица 26 - Выбор сечения линий 10 кВ

Наименование фидера 10 кВ	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар	$S_p$ , кВА	$I_p$ , А	$I_{доп}$ , А	$L$ , км	$F_{факт}$ , мм <sup>2</sup>	$R$ , Ом/км	$\Delta W$ кВт*ч
ПС - ТП 9-8-6-5-4 (вариант 1)	2437	695	2534	146	370	3,9	95	0,363	454555
ПС - ТП 7-2-1-3 (вариант 1)	675	224	711	41	370	5,1	95	0,363	46837
итого									501392
ПС - ТП 7-2-1-3-4-5-6-8-9 (вариант 1)	2881	849	3003	174	370	9,3	95	0,363	1522110
ПС - ТП 9-7-4-2-1 (вариант 2)	1756	516	1830	106	430	5,88	120	0,288	283503
ПС - ТП 6-5-8-3 (вариант 2)	1317	389	1373	79	430	4,68	120	0,288	127096
итого									410599
ПС - ТП 6-5-8-3-1-2-4-7-9 (вариант 2)	2881	849	3003	174	430	10,74	120	0,288	1394611
электрокотельная	8480	1696	8648	500	537	0,2	400	0,08	59829

Окончательно проверим по потери напряжения в принятой сети для линии ПС - ТП 7-2-1-3-4-5-6-8-9:

$$\Delta U_{факт} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos(\varphi) + x_0 \cdot \sin(\varphi))}{U_{ном}} \cdot 100\%,$$

$$\Delta U_{факт} = \frac{\sqrt{3} \cdot 146 \cdot 3,9 \cdot (0,363 \cdot 0,96 + 0,1 \cdot 0,27)}{10} \cdot 100\% = 3,5\%,$$

Результаты расчёта в таблице 27.



Таблица 27 – Параметры линий 10 кВ принятого варианта

Наименование фидера 10 кВ	$I_{рл}, A$	$L, км$	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	$R_{л}, Ом/км$	$X_{л}, Ом/км$	$\Delta U_{кл}, \%$
ПС - ТП 9-8-6-5-4 (вариант 1)	146	3,9	0,96	0,27	0,363	0,1	3,5
ПС - ТП 7-2-1-3 (вариант 1)	41	5,1	0,95	0,31	0,363	0,1	1,3
ПС - ТП 7-2-1-3-4-5-6-8-9 (вариант 1)	174	9,3	0,96	0,28	0,363	0,1	10,0
ПС - ТП 9-7-4-2-1 (вариант 2)	106	5,88	0,96	0,28	0,288	0,1	3,1
ПС - ТП 6-5-8-3 (вариант 2)	79	4,68	0,96	0,28	0,288	0,1	1,8
ПС - ТП 6-5-8-3-1-2-4-7-9 (вариант 2)	174	10,74	0,96	0,28	0,288	0,1	9,2
электростанция	500	0,2	0,98	0,2	0,08	0,1	0,1

### 3.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ

Конфигурация сети 10 кВ принята ранее при расчёте нагрузок. Упрощённо допускается принимать оптимальную конфигурацию по приведенным затратам на сооружение и эксплуатацию сети:

$$Z = E \cdot K + И = E \cdot (K_{лин} + K_{выкл}) + (A_{лин} \cdot K_{лин} + A_{выкл} \cdot K_{выкл}) + C_0 \cdot \Delta W_{лин10кВ}, \quad (37)$$

$$Z_1 = 0,1 \cdot (920 + 2143) + (0,005 \cdot 2143 + 0,059 \cdot 920) + 0,717 \cdot (501392) = 884 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot (3016 + 920) + (0,005 \cdot 3016 + 0,059 \cdot 920) + 0,717 \cdot (410599) = 954 \text{ тыс.руб.},$$

где  $E$  - норматив дисконтирования, принимается по [11] 0,1;

$K_{лин}$  - стоимость кабелей КЛ, для варианта 1 и 2 соответственно:

$$K_{лин} = L_{лин} \cdot C_{лин},$$

$$K_{лин1} = 9,66 \cdot 221,85 = 2143 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{лин2} = 11,1 \cdot 271,74 = 3016 \text{ тыс.руб.},$$

где  $L_{лин}$  - протяженность линий выполненной кабелем сечением 95 и 120 мм<sup>2</sup>, км;

$C_{лин}$  - стоимость кабеля сечением 95 и 120 мм<sup>2</sup>, принимается по [13] 221,85 и 271,74 тыс. руб./км соответственно;

$K_{выкл}$  - стоимость выключателей 10 кВ установленных в центре питания - 460 тыс. руб, принимается по [13].

$$K_{выкл1} = 2 \cdot 460 = 920 \text{ тыс.руб. ,}$$

$$K_{выкл2} = 2 \cdot 460 = 920 \text{ тыс.руб. ,}$$

$A$  - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание  
 $A_{выкл} = 5,9\%$ ,  $A_{лин} = 0,5\%$ ;

$\Delta W_{лин10кВ}$  - потери электроэнергии в ВЛ, кВтч;

$C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, принимается 0,717 руб/кВтч [14].

Разница в затратах составляет 70 тыс.руб., по отношению к большей величине это:

$$\frac{70}{954} \cdot 100\% = 7\%$$

Вариант 1 оптимальный для проектирования по минимуму приведенных затрат.

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для оценки значения токов КЗ в сети в целом, рассчитываем токи КЗ в характерных точках: шины 10 кВ ближней и дальней ТП на каждом луче [15]

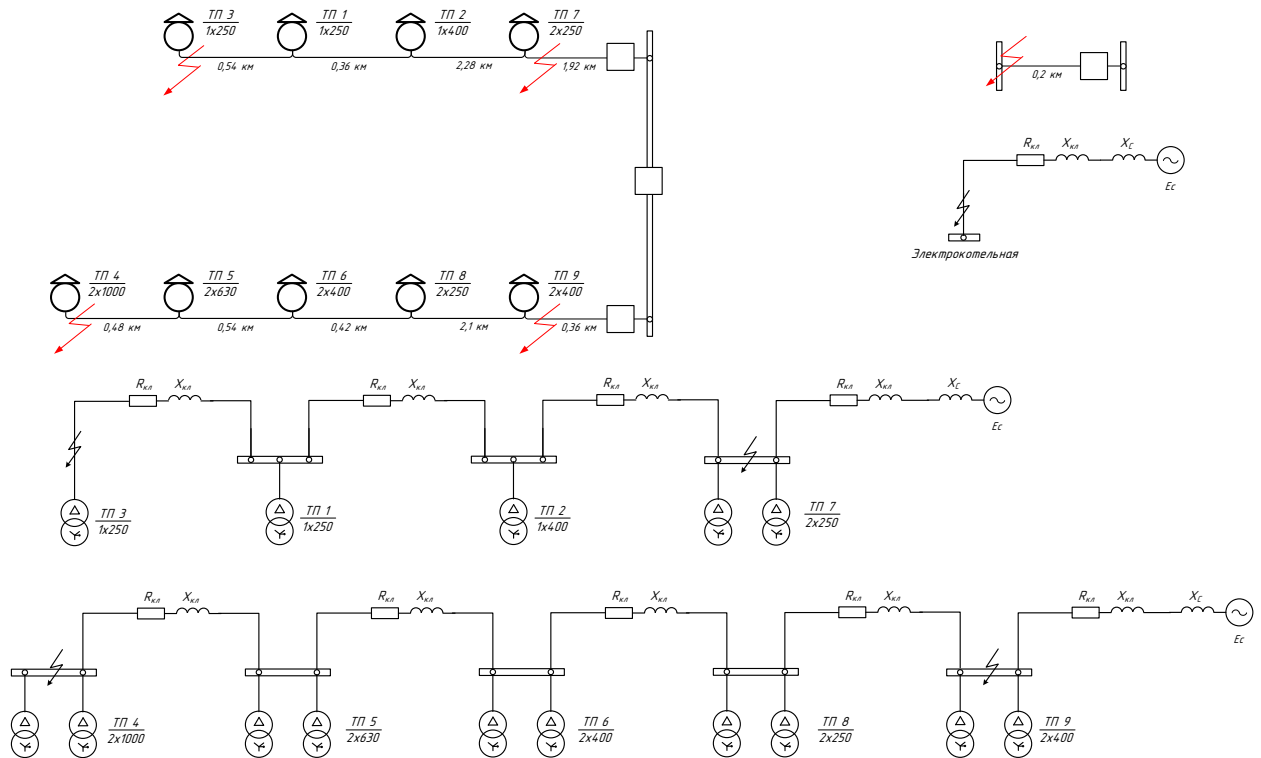


Рисунок 3 – Точки КЗ в сети 10 кВ

Приближённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя [15], т.е.:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{отк}}; \quad (38)$$

$$X_C = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 12.5} = 0.485;$$

где  $I_{отк}$  – отключающая способность выключателя ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2 на головном участке сети  $I_{отк}=12,5$  кА.

Активные и индуктивные сопротивления участков кабелей, Ом:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L; \quad (39)$$

$$R_{Л} = r_{y\partial} \cdot L, \quad (40)$$

где  $r_{y\partial}, x_{y\partial}$  - удельное активное и реактивное сопротивление провода, Ом/км, [13];

$L$  – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{noIII} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K2}^2 + X_{\Sigma K2}^2}}. \quad (41)$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{noIII}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{noIII}^{(3)}. \quad (42)$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_{III} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (43)$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial III} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{III}}} \quad (44)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{удТП} = K_{удТП} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ноТП}. \quad (45)$$

Расчёт ведётся по алгоритму (38) – (45), результаты расчёта сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Линия	$R_{экв}, \text{ Ом}$	$Z_{экв}, \text{ Ом}$	$I_{по}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{по}^{(2)}, \text{ кА}$	$T, \text{ с}$	$K_{уд}$	$I_{уд}, \text{ кА}$
ближняя ТП9	0,13	0,50	11,51	10,01	0,013	1,5	23,7
дальняя ТП4	1,42	1,50	3,86	3,36	0,002	1,01	5,5
ближняя ТП7	0,70	0,85	6,81	5,92	0,003	1,04	10,0
дальняя ТП3	1,85	1,91	3,02	2,63	0,002	1,00	4,3
электростанция	0,02	0,49	11,91	10,36	0,101	1,91	32,1

#### 4.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0.4 кВ

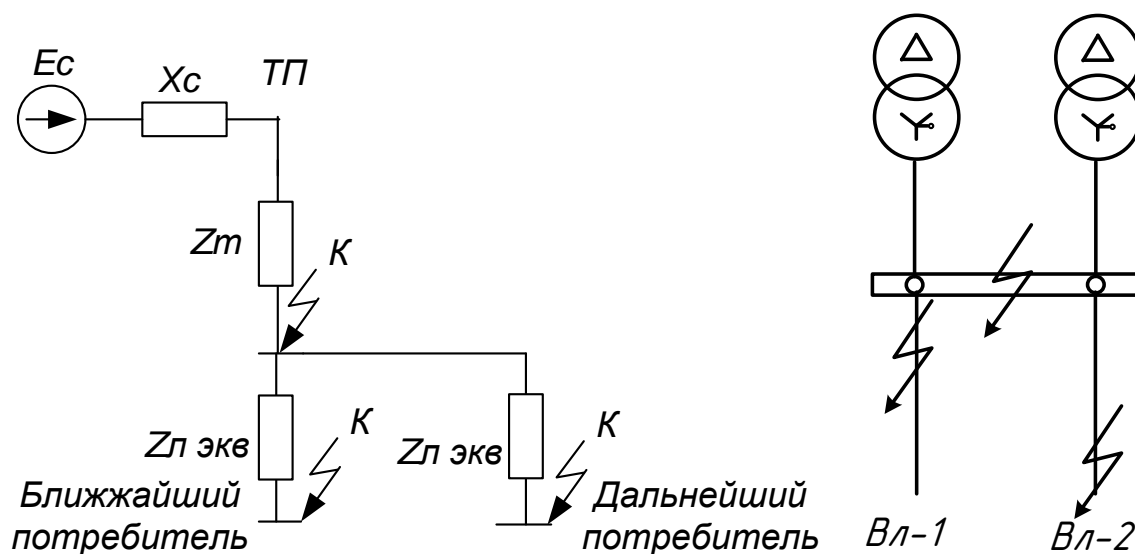


Рисунок 4 - Схема замещения участка 0,4 кВ.

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, причём сопротивления принимаем в мОм. Расчёт ведётся аналогично п. 4.1, в соответствии с рисунком 4, принимая за расчётные точки электрически ближайшие и удалённые ЭП сети 0,4 кВ для ТП.

Сопrotивление системы определяется по следующей формуле при учёте отключающей способности выключателя нагрузки на стороне ВН ТП, мОм:

$$x_C = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}} \quad (46)$$

$$x_C = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22.$$

Сопrotивление обратной последовательности всех имеющихся элементов равно сопrotивлению прямой последовательности. Сопrotивление нулевой последовательности системы равняется нулю. Реактивное и активное сопrotивление линий принимаются  $X_{0л} = 3.5 \cdot X_{1л}$ ,  $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$  [15].

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, кА, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{П0}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (47)$$

Для трансформатора ТП по [11] и находим  $r_{mp}, X_{mp}$ .

Активные и индуктивные сопrotивления участков кабелей находим по формулам (39) – (40). Расчёт ведётся аналогично алгоритму расчёта токов КЗ в сети 10 кВ, результаты расчёта сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

ТП	L, км	Rл, Ом	Xл, Ом	Rт, Ом	Xт, Ом	Zэкв, Ом	I <sup>(3)</sup> <sub>по</sub> , кА	I <sup>(1)</sup> <sub>по</sub> , кА	T, с	Kуд	Iуд, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП9 (шины НН)				0,0034	0,01071	0,03	6,7	6,5	0,010	1,37	12,892
ближайший потр.	0,1	0,125	0,01	0,0034	0,01071	0,14	1,6	0,8	0,001	1,00	2,295
удалённый потр.	0,2	0,089	0,02	0,0034	0,01071	0,11	2,1	0,6	0,001	1,00	2,910
ТП4 (шины НН)				0,0012	0,00536	0,03	8,0	13,3	0,014	1,49	16,893

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ближайший потр.	0,1	0,026	0,01	0,0012	0,00536	0,05	4,7	1,9	0,002	1,00	6,736
удалённый потр.	0,30	0,062	0,03	0,0012	0,00536	0,09	2,6	0,8	0,002	1,00	3,639
ТП7 (шины НН)				0,0059	0,017	0,04	5,6	4,1	0,009	1,34	10,513
ближайший потр.	0,10	0,033	0,01	0,0059	0,017	0,06	3,5	1,5	0,002	1,01	5,024
удалённый потр.	0,30	0,188	0,03	0,0059	0,017	0,21	1,1	0,6	0,001	1,00	1,513
ТП3 (шины НН)				0,0059	0,017	0,04	5,6	4,1	0,009	1,34	10,513
ближайший потр.	0,15	0,287	0,015	0,0059	0,017	0,30	0,7	0,4	0,000	1,00	1,045
удалённый потр.	0,21	0,094	0,021	0,0059	0,017	0,12	1,9	1	0,001	1,00	2,669

#### 4.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_{T \text{ расч}} = \frac{\sqrt{B_{к \text{ расч}}}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}}}}{C}, \quad (48)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  - ток КЗ по линии, кА;

$t_{\text{возд}}$  - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с), с учётом ступени селективности 0,5 с;

$C$  - температурный коэффициент, равный 95.

В качестве примера произведем расчет на термически стойкое сечение для плеча петли ПС - ТП 4-5-6-8-9:

$$S_{T \text{ ТП9}} = \frac{11510 \cdot \sqrt{(0,01 + 0,045 + 0,5)}}{95} = 90,2 \text{ мм}^2;$$

$$S_{T \text{ ТП4}} = \frac{3860 \cdot \sqrt{(0,01 + 5 \cdot 0,5 + 0,045)}}{95} = 65 \text{ мм}^2.$$

Полученное значение меньше минимального сечения СИП – 3 в  $95 \text{ мм}^2$ . Устанавливаемое сечение проходит по устойчивости. Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты расчёта сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия	$S_{\text{терм. стойкое}}, \text{ мм}^2$	$S_{\text{факт}}, \text{ мм}^2$
ближняя ТП9	90,2	95
дальняя ТП4	65,0	95
ближняя ТП7	53,4	95
дальняя ТП3	45,6	95
электростанция	93,4	400

Анализируя данные таблицы, видно что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ, поэтому для них принимаем сечение  $95 \text{ мм}^2$ .



## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

### 5.1 Выбор марки КРУ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Принимаем к установке КРУ серии К-63 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Tel-10 [16].

Комплектные распределительные устройства серии К-63 выпускаются с 2002 г. и предназначены для работы внутри помещения (климатическое исполнение УЗ и ТЗ, тип окружающей среды — II по ГОСТ 15150). Отдельно стоящий шкаф с трансформатором собственных нужд предназначен для работы на открытом воздухе и выпускается климатического исполнения УХЛ1).

КРУ поставляются отдельными камерами с элементами для стыков-камер в распределительное устройство или транспортными блоками трех камер в блоке со смонтированными в пределах блока соединениями главных и вспомогательных цепей.

Камеры К-63 унифицированы и независимо от схем электрических соединений главной цепи имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры. Исключение составляют камеры кабельного ввода (вывода) с вводом кабеля в высоковольтный секций снизу и сверху камеры, глубина этих камер на 200 мм больше по сравнению с другими камерами. В камере предусмотрены:

- отсек сборов шин (расположен в нижней части камеры),
- отсек выкатного элемента,
- линейный отсек.

В верхней части камер устанавливаются релейные шкафы со встроенной аппаратурой РЗА, аппаратурой управления, измерения и сигнализации, клеммниками и цепями вторичных единений.

Конструкция камеры позволяет подключать не более четырех высоковольтных кабелей сечением  $3 \times 240 \text{ мм}^2$  на ток до 1000 А. Присоединения (вводы, выводы) могут быть как кабельными, так и шинными.

Основная встраиваемая аппаратура:

- Выбор высоковольтных выключателей приведён в п. 1.6.8;
- трансформаторы тока ТПЛК 10, п. 1.6.4;
- трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТДЗЛ-0,66 (ОАО «Самарский трансформатор»);
- трансформаторы напряжения ЗхНОЛ.06-10 УЗ (СЗТТ, г. Екатеринбург), п. 1.6.5;
- трансформаторы собственных нужд ОЛС-0,63-10-У2 (СЗТТ, г. Екатеринбург);
- ограничители перенапряжений типа ОПН-КР/TEL-10 УХЛ2 («Таврида Электрик»);
- Ошиновку КРУ принимаем на ток до 1000 А.

КРУ серии К-63 может устанавливаться в одном распределительном устройстве с КРУ других серий (КМ-1Ф, К-104, КР-10У4) с помощью переходных шкафов как по секционному выключателю, так и по сборным шинам. Камеры К-61М стыкуются с камерами К-63 без переходных шкафов и могут устанавливаться в любом месте ряда РУ с камерами К-63.

## 5.2 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС «Новая» и ПС «4» выбираем вакуумные выключатели. Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ;$$

- по длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

- по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2 [16].

Проведем проверку по термической устойчивости выключателей:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но.П}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (49)$$

$$B_{\text{к}} = 11,51^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5) = 73 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{к}} = 11,91^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5) = 79 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0,045$  с, с учётом ступени селективности 0,5 с.

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (50)$$

$$B_{\text{кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где  $\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_{\text{н}} = 40\%$ ;

$I_{\text{ном откл}}$  – номинальный ток отключения.

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.П}}^{(3)} + i_{\text{а.П}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right); \quad (51)$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,51 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$23 \leq 39,59 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot 11,91 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$24 \leq 39,59 \text{ кА}.$$

Сравнение представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение паспортных и рассчитанных данных при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Линейные на ПС «Новая»		
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 174 \text{ А}$ $i_{уд} = 23,7 \text{ кА}$ $B_{к.} = 73 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 11,51 \text{ кА}$ $I_{пт} = 11,51 \text{ кА}$ $i_{ат} = 6,8 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Линейные на ПС «4»		
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 38 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 500 \text{ А}$ $i_{уд} = 32,1 \text{ кА}$ $B_{к.} = 79 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 11,91 \text{ кА}$ $I_{пт} = 11,91 \text{ кА}$ $i_{ат} = 6,8 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

### 5.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока ТОЛ-10 предназначены для установки в комплектные распределительные устройства КРУ, КСО и предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в электрических установках переменного тока на класс напряжения до 10 кВ частоты 50 Гц.

Трансформаторы для дифференциальной защиты поставляются по специальному заказу. Трансформаторы ТОЛ-10-1 выпускаются с одной вторичной обмоткой для измерения и одной вторичной обмоткой для защиты. Трансформаторы на номинальный ток 1000 и 1500 А могут выпускаться с двумя вторичными обмотками для защиты. Паспортные данные берутся из источника [16].

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (52)$$

- по току

$$I_{\text{ном}} (I_{\text{мах}}) \leq I_{1\text{ном}}. \quad (53)$$

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}}, \quad (54)$$

где  $K_{\text{эд}}$  – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1\text{НОМ}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$W_k \leq (K_T \cdot I_{1\text{НОМ}})^2 \cdot t_T,$$

где  $K_T$  – кратность термической стойкости, величина справочная,

$t_T$  – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (55)$$

где  $Z_2$  – нагрузка трансформатора тока вторичная;

$Z_{2\text{НОМ}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}. \quad (56)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  и для алюминиевых жил и  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных жил.

Выбираем трансформатор тока на стороне 10 кВ.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230 ART	0.12		0.12
Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.12	0.5	1.12

Из таблицы 32 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Проведём расчёт для ТП с максимальным уровнем тока КЗ, т.е. ближайших ТП на каждой линии.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по выражениям:

$$B_K = I_{\text{но.ТП}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_K = 11,51^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5) = 73 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K = 11,91^2 \cdot (0,045 + 0,01 + 0,5) = 79 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{НК}} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{\text{НК}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=12.5 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}. \tag{57}$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (58)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.12}{5^2} = 0.0448 \text{ Ом.}$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=5 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (59)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом,}$$

где  $r_{\text{КОНТ}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{КОНТ}} = 0.1 \text{ Ом}$ ).

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.0448 = 0.23 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор трансформатора тока 10 кВ для ТП 8

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
Линейные на ПС «Новая»		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 174 \text{ А}$	$I_P = 200 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 73 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 35 \text{ кА}$	$I_{УД} = 23,7 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
Линейные на ПС «4»		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$



1	2	3
$I_H = 600 \text{ A}$	$I_P = 500 \text{ A}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 79 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{ДИН} = 35 \text{ кА}$	$I_{УД} = 32,1 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

#### 5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (60)$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (61)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в РУ-10 кВ ПС «Новая» и ПС «4» по 1 трансформатору на секцию шин.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 34) и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\text{расч.}}$ . Приблизительно, без

учета схемы включения приборов,  $S_{2расч}$  можно определить по выражению (61).

При этом должно соблюдаться условие (60).

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 26,6 \text{ Вт}, Q_{2\Sigma} = 62 \text{ Вар}, S_{2\Sigma} = 67 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформаторы напряжения НАМИ-10У3 по [16].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 35.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	3.6 Вт	3	0.38	0.925	10,8	31
Счетчик РЭ	Меркурий 230 ART	3.6 Вт	3	0.38	0.925	10,8	31
Итого	-	-	-	-	-	26,6	62

Таблица 35 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 67 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 150 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

### 5.5 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки для ТП 9, так как на данной ТП наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ из всех линий. Поэтому, выбрав выключатель нагрузки для ТП 9, на осталь-

ных ТП установим аналогичные выключатели нагрузки. Для магистрали, по которой питается ТП 9-8-6-5-4:

$$B_{к} = I_{но.ТП9}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) ;$$

$$B_{к} = 11,51^2 \cdot (0,055 + 0,05 + 0,5) = 80 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{к.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ;$$

$$B_{к.ном} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с};$$

где  $t_{отк}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{отк} = 0,055$  с и 0,05 с время срабатывания РЗ.

Справочные данные берём в [16].

Таблица 36 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 32 \text{ А}$ $i_{уд} = 23,7 \text{ кА}$ $B_{к.} = 80 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 37.

Таблица 37 - Выбор выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{P \text{ ТП}}, \text{ А}$	$I_H, \text{ А}$	$B_{кр}, \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн}, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{уд}, \text{ кА}$	$I_{дин}, \text{ кА}$
1	20	400	74	400	10	40
2	32	400	51	400	10	40
3	20	400	19	400	4,28	40
4	81	400	39	400	5,5	40
5	51	400	279	400	23,7	40
6	32	400	213	400	23,7	40
7	20	400	28	400	10	41
8	20	400	146	400	23,7	42
9	32	400	80	400	23,7	43

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400.

### 5.6 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток ВН определяем по формуле с учётом перегрузки трансформаторов ТП 40% (для ТП 1):

$$I_{РАСЧ} = \frac{1,4 \cdot S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (62)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20 \text{ А}$$

Выбор производится по расчетному току, А:

$$I_{расч} \leq I_{ном пред} ,$$

$$20 \leq 80 .$$

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 80 \text{ А}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 20 \text{ А}$	$U_H \geq U_p$ $I_H \geq I_{pmax}$

Таким образом, как видно из формулы (34), на каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПК1 – 10У1 с током плавкой вставки 40 А и током патрона 80 А. Расчёт для остальных ТП сведём в таблицу 39. Паспортные данные берём в [16].

Таблица 39 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	N <sub>ТР</sub>	S <sub>ТР ном</sub> , кВА	I <sub>РАСЧ</sub> , А	I <sub>НОМТР</sub> , А	I <sub>ВСТ</sub> , А	Тип предохранителя
1	1	250	20	80	40	ПК1 – 10У1
2	1	400	32	80	40	ПК1 – 10У1
3	1	250	20	80	40	ПК1 – 10У1
4	2	1000	81	160	100	ПК1 – 10У1
5	2	630	51	80	80	ПК1 – 10У1
6	2	400	32	80	40	ПК1 – 10У1
7	2	250	20	80	40	ПК1 – 10У1
8	1	250	20	80	40	ПК1 – 10У1
9	2	400	32	80	40	ПК1 – 10У1

## 5.7 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

Для защиты шин НН ТП и линий 0,4 кВ выбираются автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем типа ВА [17]. Выбор автоматических выключателей производится по расчетному току:

$$I_{расч} \leq I_{номВА} , \quad (63)$$

Результаты выбора сведены в таблицу 40.

Таблица 40 – Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	$I_{расч}$ , А	$I_{номВА}$ , А	Марка выключателя
ТП-1	361	400	ВА54-41
ТП-2	578	1000	ВА54-41
ТП-3	361	400	ВА54-41
ТП-4	723	1000	ВА54-41
ТП-5	455	1000	ВА54-41
ТП-6	289	400	ВА54-41
ТП-7	181	400	ВА54-41
ТП-8	361	400	ВА54-41
ТП-9	289	400	ВА54-41

Таблица 41 – Выбор линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{расч}$ , А	$I_{расц}$ , А	Тип АВ
1	2	3	4	5
ТП-1				
производственная нагрузка	гаражи	259	250	ВА 88-35
ТП-2				
производственная нагрузка	гаражи	290	250	ВА 88-35
ТП-3				
Нагрузка общественных зданий	1,2	68	50	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	47	173	250	ВА 88-35
ТП-4				
Нагрузка жилых домов	3	330	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	4	319	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	5	243	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	9	323	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	11	239	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	12	334	400	ВА 88-35

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5
Нагрузка общественных зданий	8,10,15	106	160	ВА 88-35
производственная нагрузка	гаражи	294	400	ВА 88-35
ТП-5				
Нагрузка жилых домов	6	334	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	13	334	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	19	323	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	20	235	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	21	235	250	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	14	110	160	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	7	40	50	ВА 88-35
ТП-6				
Нагрузка жилых домов	16	240	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	22	235	400	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	18	240	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	25	240	400	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	24	138	160	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	23	33	50	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	17	40	50	ВА 88-35
ТП-7				
Нагрузка общественных зданий	26	250	400	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	27	78	400	ВА 88-35
производственная нагрузка	31	85	250	ВА 88-35
ТП-8				
Нагрузка жилых домов	32,28,29	112	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	33,39,38,37,36	163	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	34,35,42,43,41,40	263	400	ВА 88-35
ТП-9				
Нагрузка общественных зданий	44	229	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	45	334	400	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	46	100	160	ВА 88-35
производственная нагрузка	гаражи	259	250	ВА 88-35

Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ проводится для ближайшего и удаленного потребителя от соответствующих ТП. Условия проверки и результаты приведены в таблице 42-43.

Таблица 42 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ для ТП 9 – ТП 4

Условие	Формула	Потребители	Выполнение
вводные			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	ТП9	40 > 6,7
		ТП4	40 > 8
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	ТП9	0,5 < 6,5
		ТП4	1,25 < 13,3
линейные			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	46 от ТП9	20 > 1,6
		44 от ТП9	20 > 2,1
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	46 от ТП9	0,2 < 0,8
		44 от ТП9	0,31 < 0,6
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	11 от ТП4	20 > 4,7
		гаражи от ТП4	20 > 2,6
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	11 от ТП4	0,31 < 1,9
		гаражи от ТП4	0,5 < 0,8

Таблица 43 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ для ТП 7 – ТП 3

Условие	Формула	Потребители	Выполнение
вводные			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	ТП7	40 > 5,6
		ТП3	40 > 5,6
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	ТП7	0,5 < 4,1
		ТП3	0,5 < 4,1
линейные			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	26 от ТП7	20 > 3,5
		31 от ТП7	20 > 1,1
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	26 от ТП7	0,5 < 1,5
		31 от ТП7	0,31 < 0,6
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	1 от ТП3	20 > 0,7
		47 от ТП3	20 > 1,9
по чувствительности к токам КЗ4	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	1 от ТП3	0,06 < 0,4
		47 от ТП3	0,31 < 1

Все автоматические выключатели проверку проходят.

## 5.8 Выбор рубильников 0,4 кВ

Рубильники 0,4 кВ предназначены для нечастых неавтоматических коммутаций электрических цепей без нагрузки переменного тока частотой 50 Гц напряжением 380В [18]

Выбор рубильников производится по расчетному току для ТП-1, А:

$$I_{расч} \leq I_{ном руб} , \quad (64)$$

$$110 \leq 400 ,$$

Результаты выбора сведены в таблицу 44.

Таблица 44 - Выбор рубильников 0,4 кВ

№ ТП	$I_{расч} , А$	$I_{ном руб} , А$	Марка рубильника
1	361	400	РБ-6
2	578	1000	РБ-6
3	361	400	РБ-6
4	723	1000	РБ-6
5	455	1000	РБ-6
6	289	400	РБ-6
7	181	400	РБ-6
8	361	400	РБ-6
9	289	400	РБ-6

Проверка рубильников 0,4 кВ проводится для шин НН ТП с наибольшим током КЗ, для ТП-4:

$$I_{отк} > I_{по}^{(3)} ;$$

$$15 \text{ кА} > 8 \text{ кА} .$$

По остальным ТП результаты проверки указаны в таблице 45.



Таблица 45 - Проверка рубильников 0,4 кВ

№ ТП	$I_{отк}, A$	$I_{по}^{(3)}, A$
1	15	5,6
2	15	5,6
3	15	5,6
4	15	8
5	15	6,7
6	15	6,7
7	15	5,6
8	15	6,7
9	15	6,7

## 6 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И ПРОЕКТИРУЕМОЙ СХЕМ

В соответствии с [19], инженерные методы применяются тогда, когда анализируется надежность объекта, который может быть представлен в виде системы, об элементах и связях которой имеется вся информация.

Эти методы иногда называются расчетными. Их применение к решению реальных задач требует предварительного моделирования объекта с целью его представления в виде абстрактного, т.е. расчетной схемы.

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}} \quad (65)$$

где  $\omega_{\text{пр.наиб}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$  определяется по [20], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{II,III} = \omega_{II} \cdot q_{III} + \omega_{III} \cdot q_{II} + \omega_{II}^* \cdot q_{npIII} + \omega_{III}^* \cdot q_{npII}, \quad (66)$$

где  $q_{np}$  - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{np} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_c} \quad (67)$$

$\omega^*$  находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{np.нб} \quad (68)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1 \quad (69)$$

где  $K_{npi}$  – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{npi} = 1 - e^{-\frac{t_{npi}}{t_{Вэке}}} \quad (70)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности, при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2') \quad (71)$$

где  $q(S / A_1 A_2)$  - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$  - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$  - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$  - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$  - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$  - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} \quad (72)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} \quad (73)$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} \quad (74)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению, кВт·ч:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760 \quad (75)$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c \quad (76)$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед} \cdot 8760 \quad (77)$$

где  $C$  – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 3,52 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности по формулам (65) – (77) для существующей и проектируемой систем электроснабжения 10 кВ.

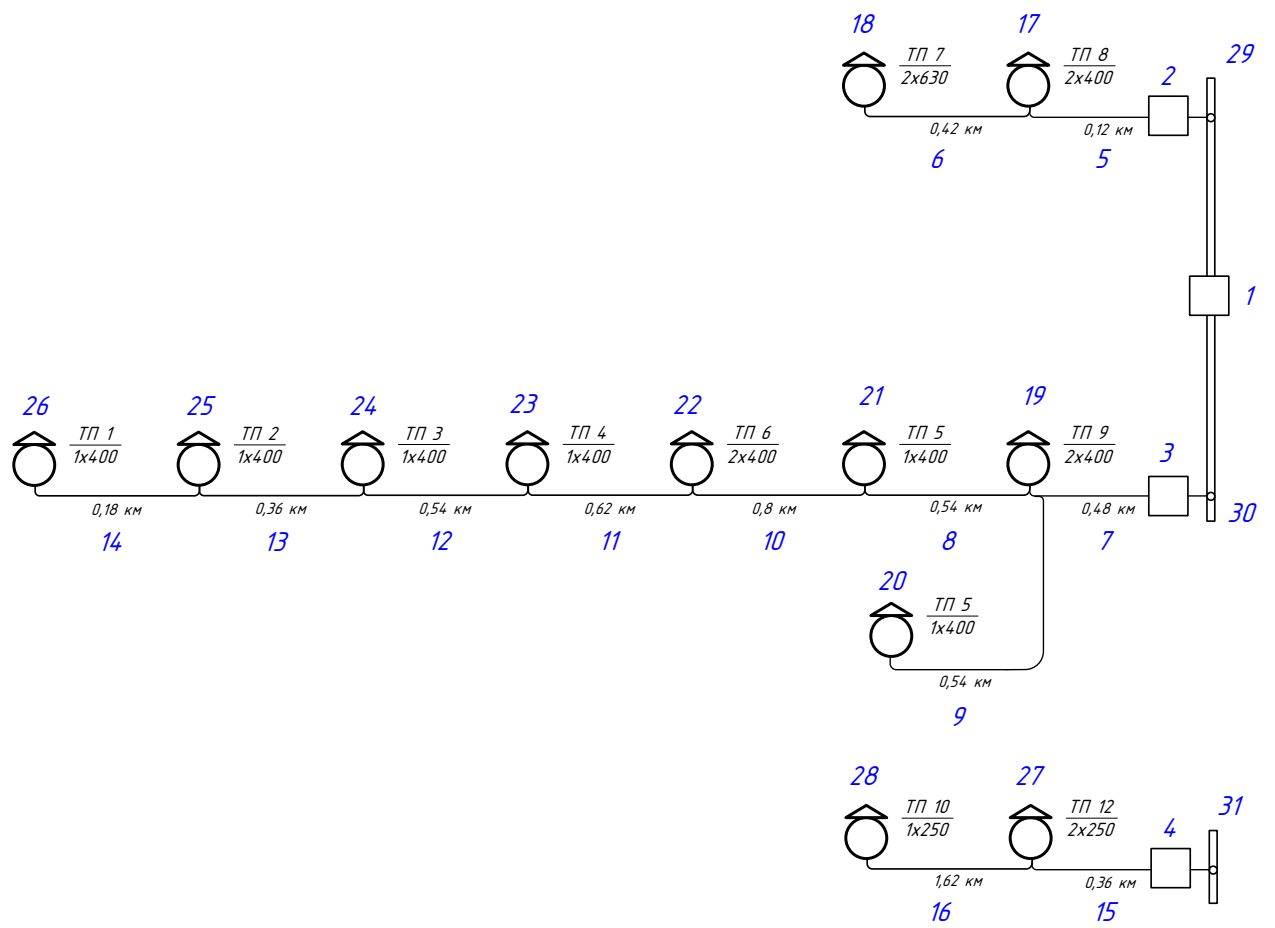


Рисунок 5 - Существующая сеть

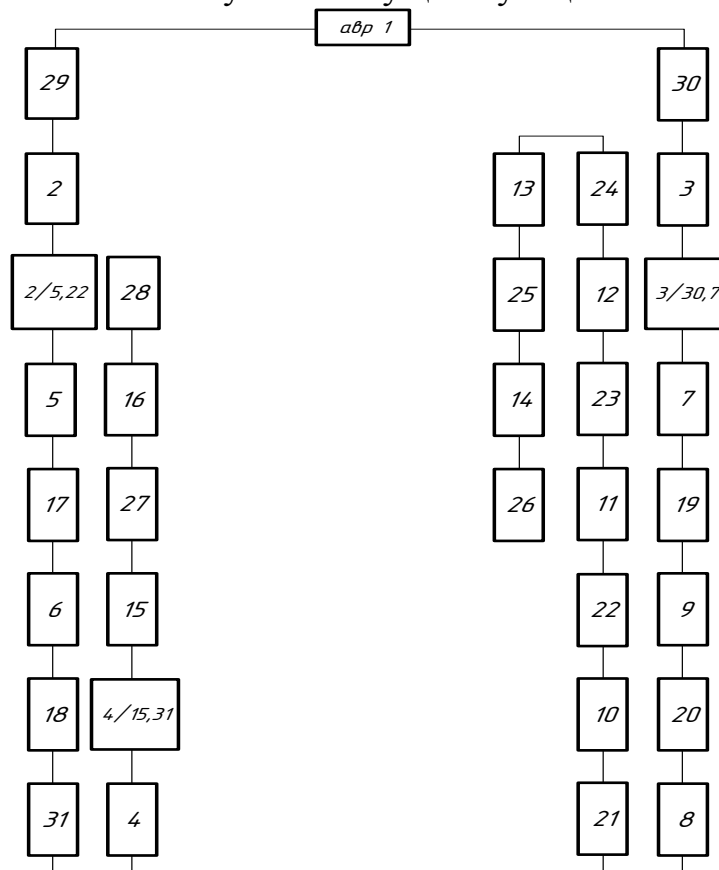


Рисунок 6 - Схема замещения существующей сети

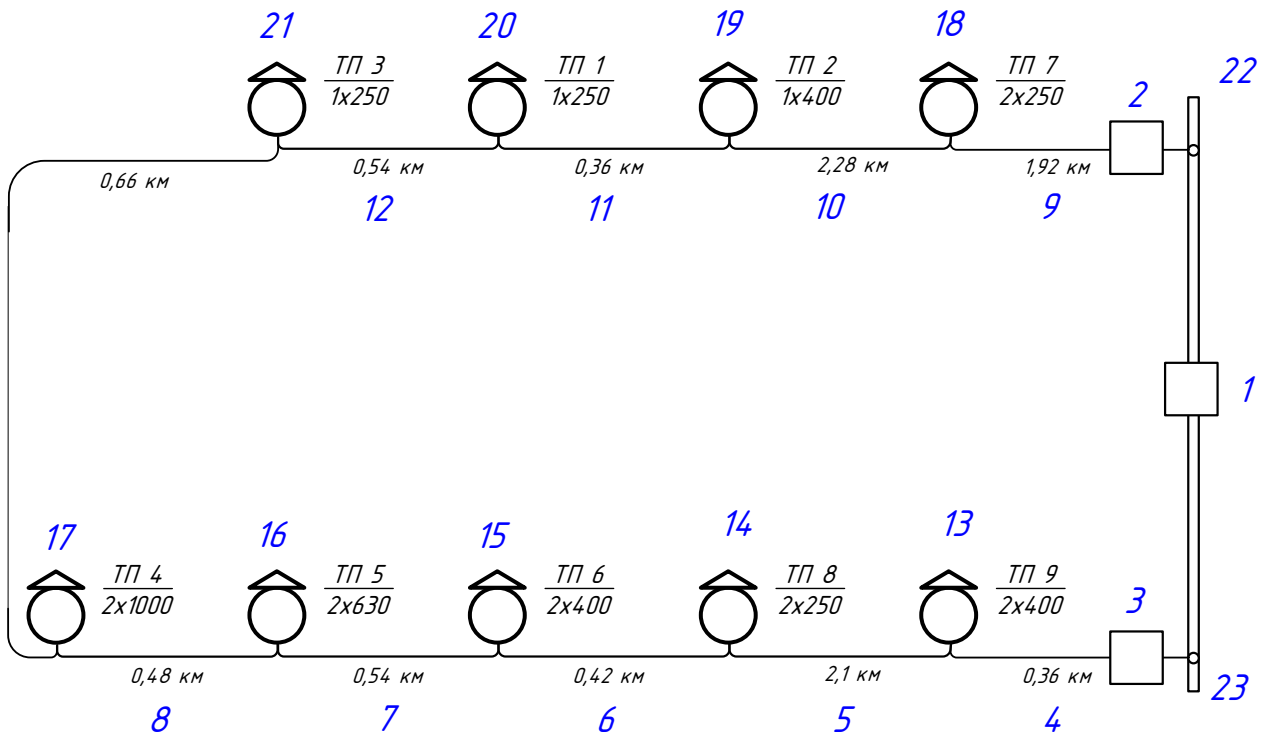


Рисунок 7 - Проектируемая сеть

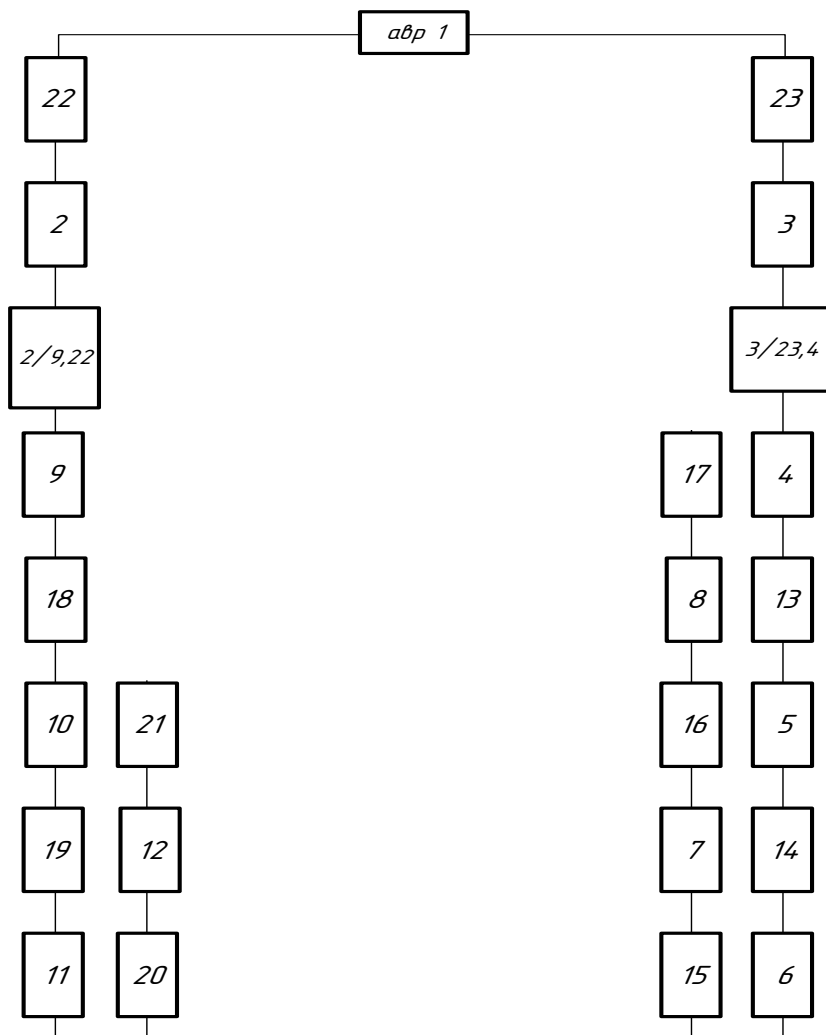


Рисунок 8 - Схема замещения проектируемой сети

Расчёты произведены в программе Mathcad 2014 по описанному выше алгоритму и сведены в приложение А. Результаты расчёта показаны в таблице 46.

Таблица 46 - Результаты расчёта надёжности схем

Показатели надёжности	Существующая сеть	Проектируемая сеть
Вероятность отказа системы без учёта АВР	0.00097	0.00062
Вероятность отказа системы с учётом АВР	0.0018	0.00057
Коэффициент вынужденного простоя системы	0.0013	0.00057
Время восстановления, ч	13.1	0.47
Расчётное время безотказной работы, лет	0.1	86
Среднее время безотказной работы, лет	1.1	821
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	33112	14304
Ограничения мощности, кВт	3.8	1.6
Ущерб от недоотпуска за год, руб.	116553	50351

Анализируя результаты расчета надежности схем, делаем вывод о том, что проектируемая сеть электроснабжения надёжнее, чем существующая.



## 7 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений [21].

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{180}; \quad (78)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$L_{ВЛ}$  – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 9,66}{180} = 0,54 \text{ А.}$$

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

При выполнении релейной защиты и устройств автоматики для сельских распределительных сетей характерно использование простейших средств с минимальным количеством используемой аппаратуры. В соответствии с [22], для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использовании простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

Для каждой схемы построения распределительной сети системы защиты и автоматических устройств имеют специфические особенности. Устройства автоматики преимущественно используются для восстановления нарушения нормальной работы сети.

Для защиты питающих и распределительных линий 10 кВ подавляющее применение находит максимальная токовая защита, выполняемая на переменном оперативном токе. Защита, имеющая ограниченно зависимую характеристику выдержки времени, осуществляется, как правило в двухфазном исполнении с использованием одного действия или вторичных реле индукционного типа.

### **8.1 Описание защиты воздушных линий 10 кВ**

Для линий в сетях напряжением 10 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение. Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в одни и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения [22].

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока цепи при КЗ или перегрузках. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

Токовой отсечкой (ТО) называется защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев реле мгновенного действия. Токовая отсечка выполняется по схеме МТЗ, но без реле времени. Селективность действия ТО обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

При сочетании ТО с МТЗ получается токовая защита со ступенчатой характеристикой времени срабатывания. Первой ступенью является ТО, которая в пределах своей зоны действия является мгновенной защитой. Второй ступенью является МТЗ, действующая на отключение цепи с заданной задержкой времени.

Для примера рассчитаем защиту линии ПС - ТП 9-8-6-5-4.

Коэффициент трансформации трансформатора тока  $n_r = \frac{200}{5} = 40$ .

## 8.2 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{c.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (79)$$

$$I_{c.з.} = 1,1 \cdot 11,51 = 12,66,$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимаемый для микропроцессорной защиты равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (80)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,36}{12,66} = 0,27 \leq 2,$$

где  $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$  – значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени недостаточна, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая ступень защиты).

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}}, \quad (81)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{12600}{40} = 316 \text{ А}.$$

Выдержка времени ТО:

$$t_{\text{с.з.}} \approx 0,5 \text{ с}.$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 47.

Таблица 47 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)\text{по}}$ , кА	$I_{(2)\text{по}}$ , кА	Расчётный ток линии, А	$I_{\text{Н ТТ}}$ , А	Токовая отсечка			
					$I_{\text{с.з.}}$ кА	$n_{\text{T}}$	$I_{\text{с.р.}}$ А	$K_{\text{ч}}$ (больше 2)
ПС - ТП 9-8-6-5-4	11,51	3,36	174	200	12,66	40	316	0,27
ПС - ТП 7-2-1-3	6,81	2,63	174	200	7,49	40	187	0,35
Электрокотельная	11,91	10,36	500	600	13,10	120	109	0,79

### 8.3 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{c.z.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.z.} / k_{в} \quad (82)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности,  $k_H = 1,1$ ;

$k_{c.z.}$  – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

$k_{в}$  – коэффициент возврата,  $k_{в} = 0,95$ ;

$I_{раб.}$  – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен, кА:

$$I_{c.z.} = 0,37 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,428.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{c.p.} = I_{c.z.} \cdot k_{cx} / n_T,$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы,  $k_{cx} = 1$ ;

Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{c.p.} = I_{c.z.} \cdot k_{cx} / n_T,$$

$$I_{c.p.} = 428 \cdot 1 / (40) = 11.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{3,36}{0,428} = 8 \geq 1,5,$$

Выдержка времени МТЗ определяется с учетом времени срабатывания реле и ступени селективности  $\Delta t = 0,5$  с.

Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t ,$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525$$

Реле при данной ступени защиты сработает через 0,525 с. после возникновения КЗ.

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 48.

Таблица 48 – Расчёт МТЗ

Линия	I <sub>(3)по</sub> , кА	I <sub>(2)по</sub> , кА	Расчётный ток линии, А	I <sub>Н ТТ</sub> , А	МТЗ		
					I <sub>с.з.</sub> кА	I <sub>с.р.</sub> А	K <sub>ч</sub> (больше 1,5)
ПС - ТП 9-8-6-5-4	11,51	3,36	174	200	0,428	11	8
ПС - ТП 7-2-1-3	6,81	2,63	174	200	0,428	11	6
Электрокотельная	11,91	10,36	500	600	0,622	5	17

#### 8.4 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для ВЛЭП равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч}$$

где  $I_{ТНП.повр.л}$  – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} ,$$

где  $I_{ЗНЗ}$  – суммарный емкостной ток сети,  $I_{ЗНЗ} = 0,54$  А.

$I_{повр.л}$  – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ПС - ТП 9-8-6-5-4 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 3,9}{180} = 0,22 .$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,54 - 0,22 = 0,32 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 0,32 / 1,5 = 0,21 .$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 49.

Таблица 49 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{(3)по}$ , кА	$I_{(2)по}$ , кА	Расчётный ток линии, А	$I_{Н ТТ}$ , А	ЗНЗ		
					$I_{повр.л}$ , А	$I_{ТНП.повр.л}$ , А	$I_{с.з.}$ , А
ПС - ТП 9-8-6-5-4	11,51	3,36	174	200	0,22	0,32	0,21
ПС - ТП 7-2-1-3	6,81	2,63	174	200	0,28	0,25	0,17
Электрокотельная	11,91	10,36	500	600	0,20	0,20	0,13

## **8.5 Защита понижающих трансформаторов**

При мощности трансформаторов менее 1 МВА вместо дифференциальной защиты применяют токовую отсечку, а газовую не устанавливают. Основные защиты действуют на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени.

Защиту трансформаторов со стороны ВН осуществляем плавкими предохранителями типа ПК с кварцевым наполнителем, со стороны НН – автоматы марки ВА 51-37, ВА 51–35, ВА 51–31.



## 9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Рассчитаем заземляющее устройств. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой [23].

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (83)$$
$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{150}{\pi \cdot 2 \cdot 1} \cdot \ln \left[ \frac{4 \cdot 1 \cdot (2 \cdot 0,2 + 1)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,2 + 1)} \right] = 121$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, м;

$h_3$  - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$  - удельное сопротивление грунта, по [23] для почвы берём из диапазона 100-200 Ом\*м;

$d$  - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right]$$
$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{150}{\pi \cdot 4} \cdot \ln \left[ \frac{1,5 \cdot 4}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,2}} \right] = 25,$$

где  $l$  – длина горизонтальной полосы, м.

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (84)$$

$$R = \frac{121 \cdot 25}{0,75 \cdot (8 \cdot 121 + 8 \cdot 25)} = 3,5,$$

где  $\eta = 0,75$  - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

$n_B$  - число вертикальных электродов;

$n_G$  - число горизонтальных электродов;

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{\text{вБ}} = \frac{\alpha_{\text{вБ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (85)$$

$$R_{\text{вБ}} = \frac{1 \cdot 121}{0,75 \cdot 8} = 20,$$

где  $\alpha_{\text{вБ}} = 1$  - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (86)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{4}{0,01} - 0,31 \right) = 1,14.$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{\text{вГ}} = 1 + \frac{L_0 \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{ЭГ}}} \alpha_{\text{вГ}}, \quad (87)$$

$$\alpha_{\text{вГ}} = 1 + \frac{1,14 \cdot 4}{3 \cdot 2 \cdot 25} = 1,03,$$

где  $\tau_{\phi} = 2 \text{ мкс}$  - длительность фронта тока молнии.

Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\Gamma}, \quad (88)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,03 \cdot 25 = 26.$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{uB})}, \quad (89)$$

$$R_u = \frac{26 \cdot 20}{0,75 \cdot (8 \cdot 26 + 8 \cdot 20)} = 1,9$$

Для удобства просмотра результатов расчёта, составим таблицу 50.

Вертикальные электроды количеством 8 шт, длиной 1 м, диаметром 20 мм закладываем на глубину 0,2 м, соединяем между собой электродами того же диаметра.

Таблица 50 – Расчёт заземления ТП

Лв	длина вертикального электрода, м	1
Нз	глубина заложения заземлителя, м	0,2
Руд	удельное сопротивление грунта, Ом*м	150
Дэ	диаметр электродов, м	0,02
Рств	стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом	121
Лг	длина горизонтальной полосы, м	4
Рстг	стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом	25
Нв	число вертикальных электродов	8
Нг	число горизонтальных электродов	8
Рст	<b>Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом</b>	3,5
Римпв	Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом	20
Луд	Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	1,14
аимп	Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	1,03
Римпг	Импульсное сопротивление протяжного электрода, Ом	26
Римп	<b>Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом</b>	1,9

Из таблицы 50 видно, что должный уровень электробезопасности, согласно [24], обеспечивается, так как стационарное сопротивление заземлителя меньше 4 Ом. В то же время общее импульсное сопротивление заземлителя меньше 9 Ом, что обеспечит стекание тока молнии. Таким образом, заземлитель обеспечивает молниезащиту и защиту от поражения током при прикосновении к токоведущим частям.

Эскиз заземления (вид сверху) показан на рисунке 9.

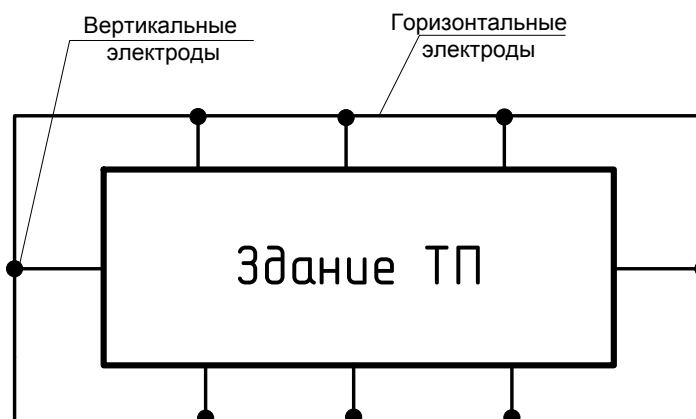


Рисунок 9 –Заземление ТП

Для ТП 10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- 1) нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- 2) корпус трансформатора;
- 3) металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- 4) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- 5) сторонние проводящие части.

Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

Заземляющее устройство сети напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, объединенное с заземляющим устройством сети напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в одно общее заземляющее устройство, должно удовлетворять также требованиям ПУЭ.

## 10 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Применение автоматизированных систем управления во всех областях народного хозяйства и промышленности помогает осуществлять непрерывный контроль за использованием электроэнергии, оптимизируя существующие затраты на потребление энергоресурсов [25].

Главным достоинством системы АСКУЭ является способность использования анализа потребления для выявления недочетов при энергопотреблении.

Основой автоматизированных информационно-измерительных систем служит измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), он устанавливается в местах сбора и обработки информации подстанций, электростанций, энергосистем, промышленных предприятий, нефтегазовых компаний.

Применение системы в быту способствует оптимизации затрат на энергоресурсы, понижению величины потребления, обеспечивает защиту от хищения энергии.

В качестве основной системы верхнего и нижнего уровней принимается разработка компании ЗАО «РиМ» (г. Новосибирск).

Основные преимущества системы:

1. Защита от хищений электроэнергии (наличие ДДМ)
2. Дистанционный съём показаний без автоматизации ТП (опрос при помощи мобильного ридера)
3. Возможность самотестирования и передачи результатов тестирования при съёме показаний (журнал ошибок)
4. Возможность использования оборудования в ветхих распределительных сетях (актуально при невозможности единовременной реконструкции сетей)
5. Периодичность поверки раз в 30 лет

б. Многообразие способов прокладки любых путей для осуществления снятия показаний и возможность широкого выбора мест установки оборудования автоматизации с целью экономия затрат на организацию АИИС КУЭ

Слабые места системы – однотарифность потребительских счётчиков и невозможность учёта потребителескими счётчиками реактивной энергии

Используемые технические средства:

- однофазные счетчики - СОЭБ-2П ДР многотарифный с устройством передачи данных по радиоканалу и с ДДМ и СОЭБ-2ПР-65-01 с устройством передачи по радиоканалу и макс током 65 А.

- трёхфазные счетчики СТЭБ-0,4Н/1-7,5-1Р с устройством передачи данных по радиоканалу и СТЭБ-0,4Н/1-80-ДР с дистанционными ДДМ передающими показания по радиоканалу, которые устанавливаются на опоре ЛЭП пофазно на отводе к абоненту.

- мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК.

Концепция построения

В основу построения системы заложены принципы позволяющие организовать:

- дистанционный доступ для снятия показаний со счетчиков и проверки их технического состояния.

- возможность постепенного наращивания точек учета без ограничения их количества.

- учет всей потребленной электроэнергии независимо от методов ее хищения.

Для этого у потребителей старые индукционные счетчики заменяются на электронные типа СОЭБ-2П ДР или СОЭБ-2ПР-65-01, и СТЭБ-04Н/1-80-ДР с детекторами обнаружения несанкционированного потребления электроэнергии.

В этом случае любые методы подключения учитываются и идёт непрерывный учет всей потребляемой электроэнергии абонента.

Сбор информации осуществляется на мобильный пульт контролёром, который проходит с пультом вдоль строений потребителей, в которых установ-

лены счетчики-детекторы, и производит съём информации. Такой же съём информации можно производить из автомашины. Для этого мобильный пульт оснащается внешней автомобильной антенной, позволяющей осуществлять прием информации на расстоянии до 100м.

При необходимости контролёр может принять информацию от конкретного абонента либо от группы абонентов и анализировать ее на месте.

После сбора информации мобильный пульт подключается к компьютеру, информация переносится в компьютер для дальнейшей обработки.

### **Особенности:**

Полностью снимается проблема доступа представителей энергосбытовых организаций к приборам учета для сверки показаний и проверки их технического состояния.

Расчетные и диспетчерские службы получают дистанционный доступ к актуальной учетной и служебной информации, что решает вопрос о сокращении штата контролёров.

Полностью устраняется возможность хищения электроэнергии и других нарушений со стороны абонентов.

Предоставляется возможность введения многотарифной и гибкой системы расчетов с потребителями.

Для внедрения системы не надо создавать проводных линий связи.

### **Функциональные возможности:**

- максимально возможное снижение коммерческих потерь за счет учета потребления электроэнергии при любых методах её хищения;
- минимальные затраты по установке на одного потребителя;
- расчет баланса отпущенной и потребленной электроэнергии;
- дистанционный съём показаний электросчетчика контролёром по радиоканалу (до 7000 счетчиков в смену);
- минимизация затрат на съём показаний с электросчетчиков и выдачу счетов потребителям на оплату электроэнергии;
- возможность применения многотарифной системы оплаты.



### Программное обеспечение:

- программа ввода счетчиков СОЭБ-2П ДР в эксплуатацию;
- программа ввода счетчиков СТЭБ-0,4Н/1-80-ДР в эксплуатацию;
- программа обслуживания мобильного пульта переноса информации, позволяющая считывать информацию из пульта и сохранять её в базе данных и записывать в пульт новые установки для проведения корректировки этих данных в счетчиках, установленных у потребителей.

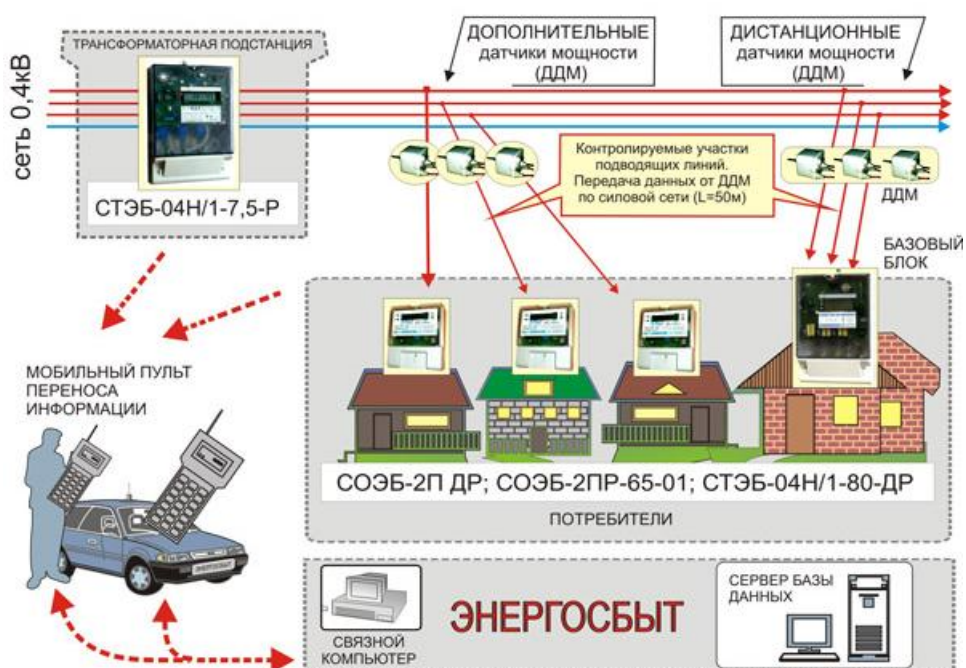


Рисунок 10 - Структурная схема системы РМС 2050м

### 10.1 Счетчики электрической энергии СОЭБ-2ПДР-65

Назначение - счетчик электрической энергии однофазный статический СОЭБ-2ПДР-65 многотарифный счетчик непосредственного включения, предназначен для учета потребления активной энергии в однофазных двухпроводных цепях переменного тока.

Нормативно-правовое обеспечение:

- соответствие ГОСТ 52320-2005;
- сертифицированы в России;
- внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Особенности:

- самодиагностика;
- устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям;
- дистанционная цифровая передача данных по радиоканалу на расстояние до 100 метров;
- работа при напряжении сети 140 - 380 В;
- Исключение возможности скрытого подключения нагрузки (имеет дополнительный датчик мощности).

Функциональные возможности:

- учет и индикация количества потребленной электроэнергии нарастающим итогом;
- передача показаний счетчика по радиоканалу.

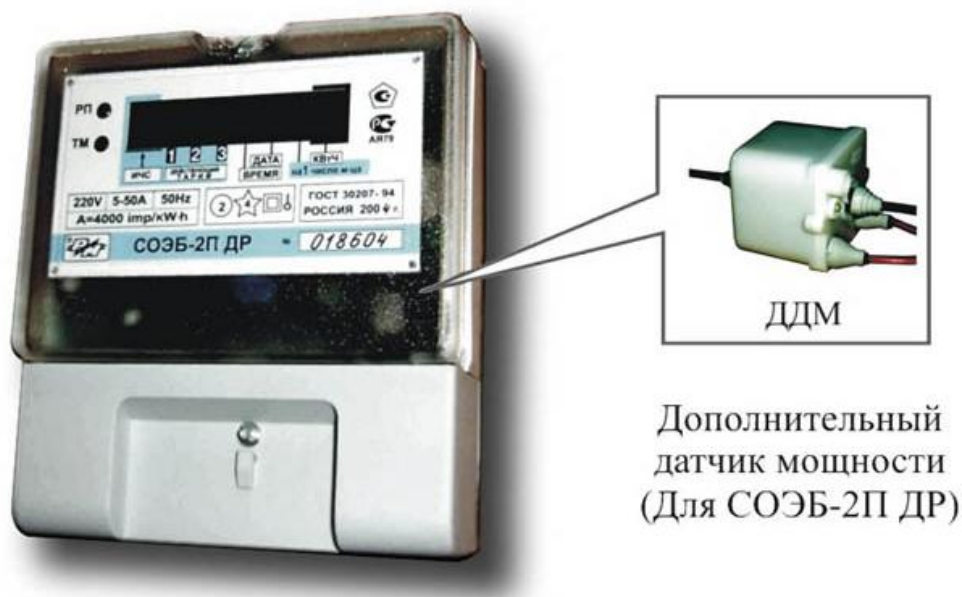


Рисунок 11 - СОЭБ-2ПДР-65 многотарифный счетчик

Таблица 51 – Паспортные характеристики надежности

Средняя наработка на отказ	140000 ч
Периодичность поверки	16 лет
Нормативный срок службы	30 лет
Срок гарантийной эксплуатации	5 лет

Таблица 52 - Технические характеристики

Класс точности	1,0
Номинальный ток, А	5
Номинальное напряжение, В	220
Номинальная частота, Гц	50
Максимальный ток, А	65
Тарифное расписание: - Количество тарифов - Количество тарифных зон - Поддержка праздников - Поддержка переносов рабочих дней	3 6 Да Да
Постоянная счетчика, имп/кВт х ч	4000
Полная мощность, потребляемая цепью тока, ВА	не более 0,5
Полная мощность, потребляемая цепью напряжения, ВА	не более 3,5
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +55
Масса счетчика, кг	не более 0,42
Канал связи	радиоканал, RS-232
Установочные размеры, мм - счетчика (ББ) - ДДМ, диаметр, мм	92x115-140 10

## 10.2 Счетчики электрической энергии СТЭБ-04Н/[Х]-80-ДР

Назначение - измерение активной электрической энергии в трёхфазных четырёхпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Область применения - счетчики предназначены для применения автономно и в автоматизированных системах контроля и учета энергопотребления в составе АСКУЭ БП РМС 2050М для учета потребления электроэнергии индивидуальными потребителями в малоэтажных строениях (коттеджные поселения).

Нормативно-правовое обеспечение:

- соответствие ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90);
- сертифицированы в России;
- внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Особенности - конструктивно каждый счетчик состоит из базового блока (ББ) и трех дистанционных датчиков мощности (ДДМ). ДДМ устанавливаются на ответвлении трехфазных ЛЭП к абоненту в месте, недоступном воз-

действию недобросовестных потребителей, что позволяет исключить возможность любых видов хищения электроэнергии. Учет потребления электроэнергии производится в точках установки ДДМ. По значениям, полученным от ДДМ каждой фазы, контроллер ББ формирует суммарное значение потреблённой абонентом электроэнергии. Данные об энергопотреблении осуществляются дистанционной цифровой передачей по радиоканалу.

Функциональные возможности:

- учет энергии - текущий и на первое число месяца;
- тарификация потребления по трём тарифам и шести временным зонам в течение суток;
- автоматическое переключение тарифов и переход на "зимнее/летнее" время; учет общего времени работы счетчика;
- автоматическая корректировка хода часов;
- передача данных по радиоканалу;
- ведение годового журналов учета потребления электроэнергии по месяцам в течение года, по суткам в течение месяца;
- тарифное расписание устанавливается эксплуатирующей организацией (до 3-х тарифов, 6 зон).

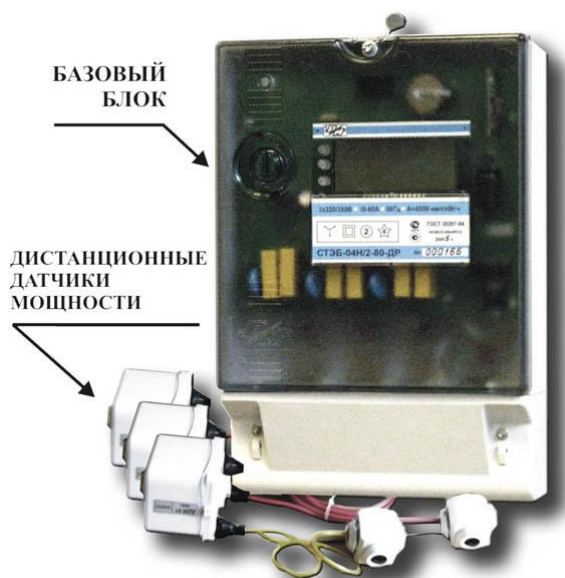


Рисунок 12 - СТЭБ-04Н/[Х]-80-ДР

Таблица 53 - Характеристики надежности

Средняя наработка на отказ	100000 ч
Межповерочный интервал	10 лет
Средний срок службы	30 лет
Гарантийный срок эксплуатации	5 лет

Таблица 54 - Технические характеристики

Класс точности	1,0; 2,0
Номинальный ток, А	5
Номинальное напряжение, В	380 (3x220)
Номинальная частота, Гц	50
Максимальный ток, А	80
Постоянная счетчика, имп/кВт х ч	4000
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, не более, ВА	2,5
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения каждого ДДМ, не более, ВА	10
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения каждого ДДМ, не более, Вт	2
Активная мощность, потребляемая ББ счетчика, не более, Вт	3
Каналы связи	радиоканал, RS-485
Чувствительность по каждой фазе, мА: класс1/класс2	2.75/5,5
Дальность передачи данных по радиоканалу: при приеме на автоантенну, м, не менее	100
Дальность передачи данных по радиоканалу: при приеме на штыревую антенну, м, не менее	50
Дальность передачи данных по силовой сети от ДДМ, м, не менее	50
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +55

### 10.3 Счетчики электрической энергии СТЭБ-03Н/1-7,5(50)-(Р)(К), СТЭБ-04Н/1-7,5(50)-(Р)(К)

Назначение - измерение и учет активной электрической энергии в трех-фазных четырехпроводных цепях переменного тока.

Область применения - автономно или в составе АСКУЭ БП РМС-2050М, АСКУЭ ПП РМС-260П для технического потребления электроэнергии на подстанциях, у коллективных потребителей.

Нормативно-правовое обеспечение

- соответствие ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90);
- сертифицированы в России;
- внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Особенности - дистанционная цифровая передача данных об энергопотреблении по радиоканалу (с индексом "P") по интерфейсу RS-485 (с индексом "K").

#### Функциональные возможности

- по фазный и общий учет энергии - текущий и на первое число месяца;
- по фазное и общее измерение средней мощности;
- тарификация потребляемая по трем тарифам и шести временным зонам;
- автоматическое переключение тарифов, переход на "летнее"- "зимнее" время;
- учет общего времени работы счетчика;
- автоматическая корректировка хода часов;
- передача данных по радиоканалу:
- количество потребленной электроэнергии по трем тарифам, текущее и на первое число месяца;
- суммарное время работы счетчика;
- текущие дата и время;
- служебная информация;
- ведение журналов учета потребления энергии – по фазного и общего по месяцам в течение года; по суткам в течение месяца;
- тарифное расписание (количество тарифов до 3, количество тарифных зон до 6) устанавливается эксплуатирующей организацией самостоятельно по интерфейсу RS-485.

Таблица 55 - Характеристики надежности

Средняя наработка на отказ	100000 ч
Межповерочный интервал	10 лет
Средний срок службы	30 лет
Гарантийный срок эксплуатации	5 лет

Таблица 56 - Технические характеристики

Характеристики	СТЭБ-04Н/1-50-(P)(K)	СТЭБ-04Н/1-7,5-(P)(K)	СТЭБ-03Н/1-7,5-(P)(K)
Класс точности	1,0	1,0	1,0
Номинальный ток, А	5	5	5
Номинальное напряжение, В	380 (3x220)	380 (3x220)	380 (3x220)
Номинальная частота, Гц	50	50	50
Максимальный ток, А	50	7,5	7,5
Постоянная счетчика, имп/кВт х ч	4000	4000	4000
Полная мощность, потребляемая цепью тока, не более, ВА	2,5	2,5	2,5
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, не более, ВА	10	10	10
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +55	от -40 до +55	от -40 до +55
Масса счетчика, не более, кг	1,0	1,0	1,0



Рисунок 13 - СТЭБ-03Н/1-7,5(50)-(P)(K), СТЭБ-04Н/1-7,5(50)-(P)(K)

#### 10.4 Мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК

Назначение - считывание по радиоканалу информации о потреблённой электроэнергии от микропроцессорных электронных счетчиков с последующим вводом этой информации в базу данных ЭВМ, коррекция хода часов и констант счетчиков для организации учета электроэнергии.

Область применения - в составе АСКУЭ бытовых потребителей электроэнергии.

Нормативно-правовое обеспечение:

- соответствие ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90);

- протокол обмена данными соответствует МЭК 1107-96.

Особенности:

Принцип работы РМРМ 2055РК заключается в считывании данных по радиоканалу показаний электросчетчиков и хранение этих данных в энергонезависимом ОЗУ для последующего ввода в базу ЭВМ. Обмен данными с ЭВМ осуществляется по интерфейсу RS232.

Пульт представляет собой микропроцессорный блок, который обеспечивает управление всеми узлами устройства (ведение календаря, хранение, просмотр, поиск учетной информации в базе данных пульта), а также управление радиоприёмным устройством.

Все режимы задаются с помощью клавиатуры и индицируются на жидкокристалльном дисплее.

Функциональные возможности:

- считывание информации по радиоканалу ("общий радиоприём");
- радиопоиск по номеру счетчика, по типу счетчика, по группам;
- просмотр на дисплее информации базы данных;
- выдача информации по запросу от внешнего устройства через интерфейс RS 232;
- хранение считанной информации при выключенном питании (со встроенными элементами питания пульта);
- индикация состояния элементов питания;
- зарядка аккумуляторов, установленных вместо элементов АА 1,5В;
- дополнительно пульт может быть запитан от 12В бортовой сети автомобиля или через внешний блок питания от сети 220В;
- внесение данных в счетчик о номере ДДМ;
- ведение журналов счетчиков.





Рисунок 14 - Мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК

Таблица 57 - Технические характеристики

Мощность передатчика, мВт	10
Чувствительность радиоприёмника, дВм	110
Несущая частота принимаемого/передаваемого сигналов, МГц	433,92
Стабильность хода часов, с/сут	$\pm 1,5$
Потребляемый ток, мА не более	100
Питание от 4-х элементов (АА 1,5В)	6
Диапазон рабочих температур, оС	от -10 до 55
Габаритные размеры, мм	110x230x60
Масса, кг	1,0
Средний срок службы, лет не менее	10
База данных обеспечивает хранение информации	от 7500 счетчиков

### 10.5 Конструктивное исполнение узлов счетчиков СТЭБ-03Н.

Основой конструкции счетчика является основание корпуса, на котором закреплен электронный блок счетчика и установлены контактные колодки, образующие цоколь счетчика. Контактные колодки фиксируются контактной платой.

Для установки счетчика в нижней части основания имеется 2 отверстия под крепежные винты, а в верхней части основания – петля.

Электронный блок (измеритель-контроллер), являющийся основой счетчика, закрыт прозрачной крышкой корпуса, на которой закреплен шильдик с нанесенными на нем обозначениями.

Цепи интерфейса RS-485, а также выход основного передающего устройства выведены на клеммники, установленные на контактной плате. Кроме этого, на контактной плате размещены клеммники цепей напряжения счетчика.

Контактные колодки и клеммники закрыты крышкой клеммной колодки.

Многотарифные счетчики (имеющие в конце обозначения буквенный индекс К или Р) имеют одинаковый электронный модуль ИКС11.2 различных модификаций, которые отличаются только вариантами программы контроллера и наличием (или отсутствием) модуля радиоканала. В однотарифных счетчиках (без буквенных индексов) использован электронный модуль ИКС12.

Принцип работы счетчика.

Счетчик измеряет электрическую энергию путем пересчета импульсов БИТМ, пропорциональных мгновенной мощности, в метрологические импульсы телеметрии, используемые при поверке счетчика, и накопление их в счетчиках программных потребления. Коэффициент пересчета БИТМ в ИТМ определяется при калибровке счетчика по эталонному счетчику.

Измеритель-контроллер счетчика имеет 2 канала измерения мощности. Поступающие от них БИТМ подсчитываются МК отдельно по каждой фазе (для ИКС11.2), и суммируются по всем фазам (для ИКС12).

Программа МК делит БИТМ на коэффициенты калибровки, которые учитывают разброс характеристик элементов схемы и коэффициенты аппаратного деления уровней сигнала каждого канала, тем самым приводя БИТМ к постоянной счетчика 4000 имп/ кВт\*ч.

Многотарифные счетчики с индексом Р имеют дополнительные передающие устройства: передатчик радиоканала и узел интерфейса RS-485. Передатчик радиоканала работает в режиме радиомаяка с псевдослучайным периодом выхода в эфир. Это позволяет одновременно работать на одной частоте несколькими счетчиками, расположенным в зоне уверенного радиоприема.

Многотарифные счетчики с индексом К имеют только узел интерфейса RS-485.

Рассматриваемая разработка компании ЗАО «РиМ» при своих недостатках обеспечит эффективную защиту от хищений электроэнергии в реконструируемых сетях пгт Талакан.

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

### 11.1 Безопасность

В данном проекте по модернизации системы электроснабжения жилого района п.г.т. Талакан, при монтаже ВЛ, КЛ и КТП, для защиты людей от поражения электрическим током должна применяться, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, использование разделяющих трансформаторов, изолирующих площадок, малого напряжения, двойной изоляции, а также выравнивание потенциалов [26, 27].

В основных нормативных документах все множество электроустановок разделено по особенностям, влияющим на требования, предъявляемые к заземляющим устройствам. Требования свою очередь разбиты на две категории: относящиеся к заземляющим устройствам почти всех электроустановок и названные общими и относящиеся к заземляющим устройствам отдельных групп электроустановок.

Общие требования в основном сводятся к следующему [27]. Для заземления электроустановок в первую очередь должны использоваться естественные заземлители – металлические трубопроводы, оболочки и броня кабелей, рельсовые пути и тому подобно, а также электропроводящие части зданий и сооружений производственного или иного назначения, находящиеся в соприкосновении с землей или заложенные в бетонные основания, фундаменты и тому подобно.

Если электроустановки различного напряжения и назначения расположены друг от друга сравнительно близко, то рекомендуется выполнять одно общее заземляющее устройство, используя в первую очередь все естественные протяженные заземлители. Характеристики общего заземляющего устройства должны соответствовать требованиям, предъявляемым к заземляющим устройствам.

Наружные электроустановки, а также электроустановки в помещениях особо опасных и с повышенной опасностью подлежат заземлению или занулению при номинальном напряжении выше 42В переменного тока и выше 110В постоянного тока.

Связь для уравнивания потенциалов может быть обеспечена либо металлоконструкциями строительного и производственного назначения, либо дополнительными проводниками, либо сочетанием того и другого.

В случае использования труб водопровода здания в качестве заземляющих или защитных проводников необходимо предусматривать шунтирование расходомеров при помощи проводника надлежащего сечения, в зависимости от того, используется ли он в качестве защитного проводника системы уравнивания потенциалов или проводника рабочего заземления.

Заземляющее устройство электроустановки напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к напряжению прикосновения в соответствии с ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновения и токов», либо с соблюдением требований к его сопротивлению и к конструктивному выполнению. Как в том, так и в другом случае должно быть соблюдено требование ограничения напряжения на заземляющем устройстве. Эти требования не распространяются на заземляющие устройства опор ВЛЭП.

Для рабочего и защитного заземлений выполняется единое заземляющее устройство. Дополнительные требования к рабочему и защитному заземлениям содержатся в ПУЭ.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него расчетного тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ [26]. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющем устройстве, с которого исключен вынос потенциала за пределы внешнего ограждения электроустановки. При напряжении на заземляющем устройстве более 5 кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки [26].

Заземляющее устройство, выполняемое с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземляющему устройству на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине (0,5-0,7) м от поверхности земли и на расстоянии (0,8-1) м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между фундаментами или основаниями двух рядов не превышает 3,0 м [26].

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством, так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

Глубина укладки горизонтальных заземлителей на территории ОРУ должна быть не менее 0,5 м, за территорией электроустановки – не менее 1 м.

В скальных породах допускается прокладывать заземлители на меньшей глубине, но не менее 0,15 м.

Вертикальные заземлители, применяемые для снижения сопротивления заземляющего устройства, рекомендуется устанавливать по его внешнему периметру.

Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения, то у входов и въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал. Путем установки двух вертикальных заземлителей у внешнего горизонтального заземлителя напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной (3-5) м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

Заземляющее устройство, выполняемое с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжения прикосновения, не превышающих нормированных ГОСТ 12.1038 – 82 «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю.

### **11.2 Экологичность**

В данном проекте проводится реконструкция сетей 0,4-10 кВ п.г.т. Талакан, поэтому рассмотрим экологические аспекты влияния электроустановок на окружающую среду. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека [28].

При техническом обслуживании и ремонте электроустановок ПС «Новая» должны соблюдаться требования экологической безопасности в части:

- исключение сбросов загрязняющих веществ в водные объекты и почву;
- сокращение образования отходов производства и обеспечения безопасного обращения с ними;
- предупреждения и ликвидация аварийных ситуаций, приводящих к негативным экологическим последствиям.

При техническом обслуживании и ремонте ВЛ и ПС следует выполнять требования законодательных нормативов, а также санитарных норм и правил, регламентирующих уровень воздействия.

Для ПС «Новая» в период эксплуатации основными источниками вредных воздействий являются:

- аккумуляторные батареи (пары серной кислоты);
- батареи статических конденсаторов (с пропиткой трихлордефинила);
- элегазовые выключатели и трансформаторы тока (элегаз, производственные отходы, связанные с проведением ремонтных работ);

- бытовые отходы и хозяйственно-бытовые стоки как продукты жизнедеятельности обслуживающего персонала;
- отходы от замены и ремонта оборудования;
- поверхностные сточные воды, образующиеся на производственной площадке подстанции;
- замасленный щебень, замасленный силикагель, замасленные сточные воды;
- электромагнитные поля;
- шум;
- нарушение почвенного слоя;
- аварийные выбросы трансформаторного масла или его разливы при производстве ремонтов.

В соответствии с Федеральным Законом «Об охране окружающей среды» количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, сбросов загрязняющих веществ в водные объекты, образование и размещение отходов не должно превышать предельно допустимых значений, установленных законодательством, стандартами и санитарными нормами в области охраны окружающей среды (разрешение на выброс, сброс и лимиты на размещение). Напряженность электрического, магнитного, электростатического полей, а также электромагнитные помехи и шум не должны превышать предельно допустимых уровней.

При техническом обслуживании и ремонте электроустановок ПС «Новая» должен осуществляться контроль за:

- выбросами и сбросами загрязняющих веществ;
- объемом воды, забираемом из водных источников;
- объемом воды, отводимом с территории ПС;
- обращением отходов, образовавшихся в процессе проведения технического обслуживания и ремонта.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо строго соблюдать нормативные документы и инструкции по эксплуатации оборудо-

вания, правила обращения с вредными веществами и др., хранить отходы и вредные вещества в специально отведенных для этого местах.

Еще один экологический аспект при эксплуатации электроустановок является гибель птиц на линиях электропередач и в открытых распределительных устройствах подстанций. Каждый год очень большое количество птиц гибнет в результате поражения электрическим током. Для предотвращения гибели птиц на линиях электропередач на опорах устанавливаются специальные устройства, которые препятствуют посадке на них птиц.

На открытых распределительных устройствах подстанции «Новая» особую опасность для птиц представляют высоковольтные выводы силовых трансформаторов, линейные вводы в закрытые распределительные устройства и другие элементы оборудования. В данном случае, для предотвращения гибели птиц устанавливаются сетчатые ограждения, кожухи на элементы оборудования, где наиболее часто происходит гибель птиц.

### **11.3 Чрезвычайные ситуации**

Распространенной чрезвычайной ситуацией в электроустановках является пожар. Рассмотрим меры по предотвращению данной ситуации при эксплуатации ПС «Новая» [29].

При эксплуатации электроустановок ПС «Новая» запрещается:

- использовать электродвигатели и другое электрооборудование, поверхностный нагрев которого при работе превышает температуру окружающего воздуха более чем на 40 °С;
- кабели и провода с поврежденной изоляцией; электронагревательные приборы без огнестойких подставок. Нельзя также оставлять их длительное время включенными в сеть без присмотра;
- применять нестандартные (самодельные) электропечи или электрические лампы накаливания для отопления помещений;
- оставлять под напряжением электрические провода и кабели с неизолированными концами.



На время прекращения работы (ночью, в выходные и праздничные дни) вся проводка в пожароопасных помещениях обесточивается с распределительного щитка. Дежурное освещение при необходимости может оставаться включенным. По возможности рекомендуется обесточивать сети на время прекращения работы и в помещениях с нормальной средой.

При использовании для электросварки металлических конструкций и полос в качестве обратного заземляющего провода необходимо создавать надежный контакт всех соединений путем приваривания друг к другу отдельных участков, чтобы исключить искрение и перегрев их во время протекания сварочного тока.

Использование дерева в качестве изоляции в электроконструкциях не допускается. При выполнении щитков для счетчиков из дерева на них должны устанавливаться предохранители с передним присоединением проводов, а отверстия для проводов снабжаются прочно закрепленными фарфоровыми или пластмассовыми втулками.

В электропомещениях ПС «Новая» запрещается хранить горючие жидкости.

Спецодежду следует хранить в специальных помещениях, развешивая в развернутом виде, чтобы исключить самовозгорание. В карманах нельзя оставлять промасленные тряпки и обтирочные концы. Промасленный обтирочный материал может самовозгораться, поэтому его необходимо складывать в металлические ящики. Использованный обтирочный материал нужно ежедневно удалять из рабочих помещений, особо следить, чтобы обтирочные материалы не оставались вблизи действующего электрооборудования и в распределительных шкафах и силовых пунктах.

В электроустановках ПС «Новая» должны иметься первичные средства пожаротушения.

Для обеспечения мобильного развертывания пожарных подразделений подходы к электрооборудованию и подъезды к электромашинным помещениям и подстанциям не должны загромождаться.

Песок применяют для тушения небольших очагов пожаров кабелей, проводки и горючих жидкостей. Войлок и асбестовое полотно набрасывают на горящую поверхность для изоляции очага загорания и затруднения доступа воздуха.

Углекислотные огнетушители применяют для тушения оборудования, находящегося под напряжением, и ЛВЖ. Раструб направляют на очаг пожара и открывают вентиль. При пользовании огнетушителем надо соблюдать осторожность: не приближать раструб к токоведущим частям и не касаться его, чтобы не обморозить руки.

Применение пенных огнетушителей допускается только на отключенном оборудовании.

Углекислотные огнетушители осматривают 1 раз в месяц. Массу баллона с углекислотой проверяют 1 раз в 3 месяца; чтобы убедиться в отсутствии утечек углекислоты через вентиль.

Первый заметивший загорание или пожар должен немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему дежурному по цеху или электрохозяйству и после этого начать самостоятельно тушить пожар подручными средствами.

Присоединения ПС «Новая», на которых горит оборудование, необходимо отключить без предварительного разрешения вышестоящего дежурного, но с последующим его уведомлением.

Тушить пожар водой без снятия напряжения нельзя (исключения возможны в особых случаях, по специальным инструкциям для пожарных подразделений).

При пожаре трансформатора ПС «Новая» его отключают со всех сторон, после чего тушат распыленной водой и огнетушителями.

При пожаре на пультах и щитах управления ПС «Новая» снимают с них напряжение и гасят углекислотными огнетушителями, песком.

При пожаре в кабельных каналах снимают напряжение и гасят компактной струей воды. В начальной стадии место горения можно засыпать песком.

Необходимо принимать меры по изоляции очага, в котором произошло загорание, от смежных помещений. Вентиляцию следует отключить.

Нужно помнить, что многие полимерные материалы, используемые для изоляции и защитных покровов кабелей, а также пластмассы при горении выделяют ядовитые вещества, обладающие удушающим действием, разрушающе действующие на легкие, кровь, нервную систему и т. д.

По прибытии пожарного подразделения старший дежурный из электротехнического персонала инструктирует о наличии соседних токоведущих частей, оставшихся под напряжением, и выдает письменное разрешение на тушение пожара.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоги работы:

1. Учтён естественный прирост нагрузки при определении нагрузок потребителей;
2. Рассчитаны нагрузки потребителей п.г.т. Талакан, (линии 0,4 кВ, шины ТП 0,4 кВ, шины ТП 10 кВ, линии 10 кВ, шины 10 кВ ПС «Новая»), Расчётная нагрузка на шинах ПС «Новая» - 3003 кВА;
3. Применён провод СИП на напряжении 0,4 – СИП – 2А, на напряжении – 10 кВ – СИП - 3. Общая протяженность линий 0,4 кВ – 5,69 км, 10 кВ – 9,66 км;
4. Выбраны и проверены электрические аппараты и устройства (выключатели ВВ/Te1, ТТ - ТОЛ , ТН - НАМИ, автоматические выключатели ВА – 88-35, ВА 54-41, выключатели нагрузки ВНА. КРУ – К-63);
5. Рассчитаны токи КЗ:
  - в сети 10 кВ:
    - Максимальный трёхфазный – 11,91 кА;
    - Максимальный двухфазный – 10,36 кА;
    - Минимальный трёхфазный – 3,02 кА;
    - Минимальный двухфазный – 2,63 кА;
  - в сети 0,4 кВ:
    - Максимальный трёхфазный – 8 кА;
    - Максимальный однофазный – 13,3 кА;
    - Минимальный трёхфазный – 0,7 кА;
    - Минимальный однофазный – 0,4 кА;
6. Оценена надёжность существующей и проектируемой схем. Для проектируемой системы электроснабжения время восстановления 0,57 часа, для существующей – 13,1 часа;
7. Применена АИИС КУЭ на базе разработок фирмы «РиМ»;

8. Рассчитано стационарное и импульсное сопротивление заземления ТП, удовлетворяющее требованиям ПУЭ;

9. Рассмотрены вопросы безопасности при эксплуатации электрооборудования сетей в части организации защитного заземления при работах в электроустановках, а так же экологическая безопасность и ЧС при эксплуатации электроустановок и сетей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007. — 280 с.: ил.

2. URL:[https://www.admbur.ru/images/economika/%D0%B8%D0%BD%D0%B2%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B8%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9\\_%D0%BF%D0%B0%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82\\_2017.pdf](https://www.admbur.ru/images/economika/%D0%B8%D0%BD%D0%B2%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B8%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D0%B0%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82_2017.pdf) (доступ от 25.01.2018).

3. URL:[http://www.amurobl.ru/wps/portal/!ut/p/c5/rc1JDoJAEADAt\\_gBupt9joOAG0tYRS4EjSGgCDFEwrxePuDN1AMKSLi96k\\_b1FM7vOonFFDqlYoYcos4omkQcs2Ss8PO3SuowBkKVKukW8aDeLi4E7Hnp1wk72j2bWdJ09wLujicnIYSRybfjpbpzefg0RCZjHI3cviWPU8i28AFSuPntSNI\\_3gdoWyvvTTfegklITFEUIHRDVNXNAaFBcF-6O8w9p-Vyb\\_kjCgc/dl3/d3/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/](http://www.amurobl.ru/wps/portal/!ut/p/c5/rc1JDoJAEADAt_gBupt9joOAG0tYRS4EjSGgCDFEwrxePuDN1AMKSLi96k_b1FM7vOonFFDqlYoYcos4omkQcs2Ss8PO3SuowBkKVKukW8aDeLi4E7Hnp1wk72j2bWdJ09wLujicnIYSRybfjpbpzefg0RCZjHI3cviWPU8i28AFSuPntSNI_3gdoWyvvTTfegklITFEUIHRDVNXNAaFBcF-6O8w9p-Vyb_kjCgc/dl3/d3/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/) (доступ от 25.01.2018).

4. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.

5. URL: <http://www.elcn.ru/inf/3762/> (доступ от 25.01.2018).

6. URL: <http://www.asutpp.ru/kabel-sip.html> (доступ от 25.01.2018).

7. URL: <http://www.elcable.ru/product/catalog/mark.html?mark=176> (доступ от 25.01.2018).

8. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Учебное пособие. М.: Мастерство, 2007. – 320 с.

9. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

10. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

11. Файбисович Д.Л. и др. Справочник по проектированию электрических сетей Под ред. Файбисовича Д.Л. - 3-е издание. - М, изд-во НЦ ЭНАС, 2009. - 392 стр.

12. Ополева, Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения / Г. Н. Ополева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. — 364 с.

13. URL: <http://1sip-kabel.ru/sip-3/> (доступ от 2.02.2018).

14. URL: [http://web.drsk.ru/kompensaciju\\_poter\\_amur.html](http://web.drsk.ru/kompensaciju_poter_amur.html) (доступ от 1.02.2018).

15. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. - 144 с.

16. URL: <http://www.konstalin.ru/?StartID=266> (доступ от 1.02.2018).

17. Гамазин С.И.(ред.) Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. Под общей редакцией профессоров МЭИ (ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 с. — ISBN 978-5-383-00420-3

18. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2008. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).

19. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

20. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2006. — 240 с: ил.

21. ПУ ВЛЗ 6-20 кВ. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищенными проводами. Госэнергонадзор России, 2008.

22. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

23. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

24. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.

25. URL: [http://zao-rim.ru/cat\\_ascue\\_components](http://zao-rim.ru/cat_ascue_components) (доступ от 1.02.2018).

26. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

27. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

28. URL: <http://electricalschool.info/spravochnik/poleznoe/1268-vlijanie-jelektroustanovok-na.html> (доступ от 1.02.2018).

29. URL: <http://electricalschool.info/main/ekspluat/973-protivopozharnye-meroprijatija-pri.html> (доступ от 1.02.2018).



## Приложение А

### Расчёт надёжности сети 10 кВ

#### Существующая сеть

Масляные выключатели 10 кВ:

$$\omega_B := 0.015$$

$$T_{B.B} := 4.5$$

$$\mu_B := 0.15$$

$$T_{p.B} := 4$$

$$a_{кз} := 0.0027$$

$$a_{o.л} := 0.0022$$

Воздушные линии 10 кВ:

$$\omega_{л} := 0.25$$

$$T_{B.л} := 0.32$$

$$\mu_{л} := 0.18$$

$$T_{p.л} := 0.5$$

Трансформатор 6-10 кВ:

$$\omega_{тр} := 0.041$$

$$T_{B.тр} := 6$$

$$\mu_{тр} := 0.4$$

$$T_{p.тр} := 6$$

Система шин 10 кВ:

$$\omega_{сш} := 0.03$$

$$T_{B.сш} := 7$$

$$\mu_{сш} := 0.166$$

$$T_{p.сш} := 5$$

$$\omega_{сш2} := 0.03$$

$$T_{B.сш2} := 7$$

$$\mu_{сш2} := 0.166$$

$$T_{p.сш2} := 5$$

Выключатель нагрузки 10 кВ ТП:

$$\omega_{вн} := 0.07$$

$$T_{B.вн} := 5$$

$$\mu_{вн} := 0.15$$

$$T_{p.вн} := 4.5$$

#### Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{л5} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.12 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л5} = 1.096 \times 10^{-6}$$

$$q_{л6} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.42 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л6} = 3.836 \times 10^{-6}$$

$$q_{л7} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.48 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л7} = 4.384 \times 10^{-6}$$

$$q_{л8} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.54 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л8} = 4.932 \times 10^{-6}$$

$$q_{л9} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.54 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л9} = 4.932 \times 10^{-6}$$

$$q_{л10} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.8 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л10} = 7.306 \times 10^{-6}$$

$$q_{л11} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.62 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л11} = 5.662 \times 10^{-6}$$

$$q_{л12} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.54 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л12} = 4.932 \times 10^{-6}$$

$$q_{л13} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.36 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л13} = 3.288 \times 10^{-6}$$

$$q_{л14} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.18 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л14} = 1.644 \times 10^{-6}$$

$$q_{л15} := \frac{\omega_{л} \cdot 0.36 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л15} = 3.288 \times 10^{-6}$$

$$q_{л16} := \frac{\omega_{л} \cdot 1.62 \cdot T_{B.л}}{8760}$$

$$q_{л16} = 1.479 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{тр}} := \frac{\omega_{\text{тр}} \cdot T_{\text{в.тр}}}{8760}$$

$$q_{\text{тр}} = 2.808 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{сш}} := \frac{\omega_{\text{сш}} \cdot T_{\text{в.сш}}}{8760}$$

$$q_{\text{сш}} = 2.397 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{сш2}} := \frac{\omega_{\text{сш2}} \cdot T_{\text{в.сш2}}}{8760}$$

$$q_{\text{вн}} := \frac{\omega_{\text{вн}} \cdot T_{\text{в.вн}}}{8760}$$

$$q_{\text{вн}} = 3.995 \times 10^{-5}$$

$$q_{\text{вст}} := \frac{\omega_{\text{в}} \cdot T_{\text{в.в}}}{8760}$$

$$q_{\text{рзшин}} := 0.002$$

$$q_{\text{рзлин}} := 0.0012$$

$$q_{\text{рзтр}} := 0.0012$$

$$\omega_{\text{рзв}} := 0.0012$$

$$q_{\text{в2}} := q_{\text{вст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{сш}}) \cdot (1 - q_{\text{л5}})] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \cdot \frac{\mu_{\text{сш}} + \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{\text{в2}} = 7.793 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{в3}} := q_{\text{вст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{рзшин}}) \cdot (1 - q_{\text{рзлин}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{сш}}) \cdot (1 - q_{\text{л7}})] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \cdot \frac{\mu_{\text{сш}} + \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{\text{в3}} = 7.793 \times 10^{-6}$$

$$q_{\text{в1}} := q_{\text{вст}} + a_{\text{кз}} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{\text{рзшин}})] \cdot [1 - (1 - q_{\text{сш}})] + a_{\text{о.п}} \cdot \frac{\mu_{\text{сш}}}{8760}$$

$$q_{\text{в1}} = 7.747 \times 10^{-6}$$

$$q_{B4} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[ 1 - (1 - q_{P3\text{шин}}) \cdot (1 - q_{P3\text{лин}}) \right] \cdot \left[ 1 - (1 - q_{C\text{ш}}) \cdot (1 - q_{Л15}) \right] \dots \\ + a_{O.П} \cdot \frac{\mu_{C\text{ш}} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{B4} = 7.793 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B2} + q_{Л5} + q_{Л6} + q_{C\text{ш}} + q_{TP} \cdot 4 + 4q_{BH}$$

$$q_1 = 3.088 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B3} + q_{C\text{ш}2} + q_{TP} \cdot 10 + q_{BH} \cdot 10 + q_{Л7} + q_{Л8} + q_{Л9} + q_{Л10} + q_{Л11} \dots \\ + q_{Л12} + q_{Л13} + q_{Л14}$$

$$q_2 = 7.492 \times 10^{-4}$$

$$q_3 := q_{B4} + q_{Л15} + q_{Л16} + q_{C\text{ш}} + q_{TP} \cdot 3 + 3q_{BH}$$

$$q_3 = 2.54 \times 10^{-4}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B2} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_{Л} \cdot (\omega_{C\text{ш}}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{C\text{ш}} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B2} = 0.016$$

$$\omega_{B3} := \omega_{B2} \quad \omega_{B4} := \omega_{B2}$$

$$\omega_{B1} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_{Л} \cdot (\omega_{C\text{ш}}) + a_{O.П} \cdot (\mu_{C\text{ш}}) \quad \omega_{B1} = 0.015$$

$$\omega_1 := \omega_{C\text{ш}} + \omega_{B2} + (0.42 + 0.12) \cdot \omega_{Л} + 4\omega_{TP} + 4\omega_{BH}$$

$$\omega_1 = 0.625$$

$$\omega_2 := \omega_{C\text{ш}} + \omega_{B3} + \left( \begin{array}{l} 0.48 + 0.54 + 0.8 + 0.62 \dots \\ + 0.54 + 0.36 + 0.18 + 0.54 \end{array} \right) \omega_{Л} + 10\omega_{TP} + 10\omega_{BH}$$

$$\omega_2 = 2.171$$

$$\omega_3 := \omega_{C\text{ш}} + \omega_{B4} + (0.36 + 1.62) \cdot \omega_{Л} + 3\omega_{TP} + 3\omega_{BH}$$

$$\omega_3 = 0.874$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + \omega_3$$

$$\omega_{\text{сист}} = 0.87491$$

Коэффициент

$$K_{\text{пр1}} := 1 - e^{\frac{-T_{\text{р.тр}}}{T_{\text{в.тр}}}} \quad K_{\text{пр1}} = 0.632$$

$$K_{\text{пр2}} := 1 - e^{\frac{-T_{\text{р.тр}}}{T_{\text{в.тр}}}} \quad K_{\text{пр2}} = 0.632$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сбезАВР}} := q_1 + q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot q_1 + q_3$$

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.00198$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{\text{В2}}) \quad p_1 = 1$$

$$p_2 := (1 - q_{\text{В1}}) \cdot (0.91) \quad p_2 = 0.91$$

$$q_{\text{сАВР}} := q_{\text{сбезАВР}} \cdot p_2 \cdot p_1$$

$$q_{\text{сАВР}} = 0.00180252$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_1 + q_2 + q_3$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00131201$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99869$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 8760}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 13.14 \quad \text{часов}$$

### Расчётное время безотказной работы

$$T_p := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_p = 0.1 \quad \text{лет}$$

### Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_C = 1.1 \quad \text{лет}$$

### Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 2881 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 2881 \cdot 8760 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 33111.9 \quad \text{КВт*ч}$$

### Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 2881 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 3.7799 \quad \text{КВт}$$

### Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 3.52 \quad Y_{\text{нед}} = 116553.8 \quad \text{руб}$$

### Проектируемая сеть

Вакуумные выключатели 10 кВ:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{В}} &:= 0.004 \\ T_{\text{В.В}} &:= 8 \\ \mu_{\text{В}} &:= 0.083 \\ T_{\text{р.В}} &:= 4 \\ a_{\text{кз}} &:= 0.0027 \\ a_{\text{ол}} &:= 0.0022 \end{aligned}$$

Воздушные линии 10 кВ:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{Л}} &:= 0.076 \\ T_{\text{В.Л}} &:= 2 \\ \mu_{\text{Л}} &:= 0.17 \\ T_{\text{р.Л}} &:= 5 \end{aligned}$$

Трансформатор 6-10 кВ:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{ТР}} &:= 0.016 \\ T_{\text{В.ТР}} &:= 50 \\ \mu_{\text{ТР}} &:= 0.25 \end{aligned}$$

Система шин 10 кВ:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{СШ}} &:= 0.03 & \omega_{\text{СШ2}} &:= 0.03 \\ T_{\text{В.СШ}} &:= 7 & T_{\text{В.СШ2}} &:= 7 \\ \mu_{\text{СШ}} &:= 0.166 & \mu_{\text{СШ2}} &:= 0.166 \\ T_{\text{р.СШ}} &:= 5 & T_{\text{р.СШ2}} &:= 5 \end{aligned}$$

Выключатель нагрузки 10 кВ ТП:

$$\begin{aligned} \omega_{\text{ВН}} &:= 0.03 \\ T_{\text{В.ВН}} &:= 3 \\ \mu_{\text{ВН}} &:= 0.1 \\ T_{\text{р.ВН}} &:= 3 \end{aligned}$$

### Вероятности отказа элементов схемы

$$\begin{aligned} q_{\text{Л5}} &:= \frac{\omega_{\text{Л}} \cdot 2.1 \cdot T_{\text{В.Л}}}{8760} & q_{\text{Л6}} &:= \frac{\omega_{\text{Л}} \cdot 0.42 \cdot T_{\text{В.Л}}}{8760} & q_{\text{Л7}} &:= \frac{\omega_{\text{Л}} \cdot 0.54 \cdot T_{\text{В.Л}}}{8760} & q_{\text{Л8}} &:= \frac{\omega_{\text{Л}} \cdot 0.48 \cdot T_{\text{В.Л}}}{8760} \\ q_{\text{Л5}} &= 3.644 \times 10^{-5} & q_{\text{Л6}} &= 7.288 \times 10^{-6} & q_{\text{Л7}} &= 9.37 \times 10^{-6} & q_{\text{Л8}} &= 8.329 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

$$q_{Л9} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.92 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 2.28 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л11} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.36 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л12} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.54 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л9} = 3.332 \times 10^{-5} \quad q_{Л10} = 3.956 \times 10^{-5} \quad q_{Л11} = 6.247 \times 10^{-6} \quad q_{Л12} = 9.37 \times 10^{-6}$$

$$q_{Л4} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.36 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л4} = 6.247 \times 10^{-6}$$

$$q_{ГР} := \frac{\omega_{ГР} \cdot T_{В.ГР}}{8760}$$

$$q_{ГР} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ} := \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760}$$

$$q_{СШ} = 2.397 \times 10^{-5}$$

$$q_{ВН} := \frac{\omega_{ВН} \cdot T_{В.ВН}}{8760}$$

$$q_{ВН} = 1.027 \times 10^{-5}$$

$$q_{Вст} := \frac{\omega_{В} \cdot T_{В.В}}{8760}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{рзлин} := 0.0012$$

$$q_{рзгр} := 0.0012$$

$$q_{рзв} := 0.0012$$

$$q_{В2} := q_{Вст} \dots + a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин})] \cdot [1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л9})] \dots + a_{о.п} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{В2} = 3.738 \times 10^{-6}$$

$$q_{В3} := q_{Вст} \dots + a_{кз} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{рзшин}) \cdot (1 - q_{рзлин})] \cdot [1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л4})] \dots + a_{о.п} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{В3} = 3.738 \times 10^{-6}$$

$$q_{B1} := q_{BCT} + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot [1 - (1 - q_{P3SHIN})] \cdot [1 - (1 - q_{CSH})] + a_{O.P.} \cdot \frac{\mu_{CSH}}{8760}$$

$$q_{B1} = 3.695 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B2} + q_{L9} + q_{L10} + q_{L11} + q_{L12} + q_{CSH} + q_{TP} \cdot 5 + q_{BH} \cdot 5$$

$$q_1 = 6.242 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B3} + q_{CSH} + q_{TP} \cdot 10 + q_{BH} \cdot 10 + q_{L4} + q_{L5} + q_{L6} + q_{L7} + q_{L8}$$

$$q_2 = 1.111 \times 10^{-3}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B2} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH} + \mu_L) \quad \omega_{B1} = 0.0153742$$

$$\omega_{B1} := \omega_B + \omega_{P3B} \cdot \omega_L \cdot (\omega_{CSH}) + a_{O.P.} \cdot (\mu_{CSH})$$

$$\omega_1 := \omega_{CSH} + \omega_{B2} + \omega_L \cdot (1.92 + 2.28 + 0.36 + 0.54) + 5\omega_{TP} + 5\omega_{BH}$$

$$\omega_1 = 0.652$$

$$\omega_2 := \omega_{CSH} + \omega_{B2} + \omega_L \cdot (0.36 + 2.1 + 0.42 + 0.54 + 0.48) + 10\omega_{TP} + 10\omega_{BH}$$

$$\omega_2 = 0.791$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{СИСТ} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1$$

$$\omega_{СИСТ} = 0.00122$$

Коэффициент

$$K_{ПР1} := 1 - e^{-\frac{T_{P.CSH}}{T_{B.CSH}}} \quad K_{ПР1} = 0.51$$

$$K_{ПР2} := 1 - e^{-\frac{T_{P.CSH}}{T_{B.CSH}}} \quad K_{ПР2} = 0.51$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{с\text{без}АВР} := q_1 \cdot q_2 + K_{пр1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{пр2} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{с\text{без}АВР} = 0.00062$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p_1 := (1 - q_{B2})$$

$$p_2 := (1 - q_{B1}) \cdot (0.91)$$

$$q_{сАВР} := q_{с\text{без}АВР} \cdot p_1 \cdot p_2$$

$$q_{сАВР} = 0.00056679$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{ПС} := q_{сАВР}$$

$$K_{ПС} = 0.00056679$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГС} := 1 - K_{ПС}$$

$$K_{ГС} = 0.99943$$

Время восстановления

$$t_{BC} := \frac{K_{ПС}}{\omega_{сист}} \quad t_{BC} = 0.47 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_P := \frac{0.105}{\omega_{сист}} \quad T_P = 86.1 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_C := \frac{1}{\omega_{сист}} \quad T_C = 820.5 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 2881 КВт за год

$$W_{нед} := 2881 \cdot 8760 K_{ПС} \quad W_{нед} = 14304.3 \quad \text{КВт*ч}$$



### Ограничения мощности

$$P_{огр} := 2881 K_{ПС}$$

$$P_{огр} = 1.6329 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{нед} := W_{нед} \cdot 3.52$$

$$Y_{нед} = 50351.3 \quad \text{руб}$$