

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

Зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 21 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

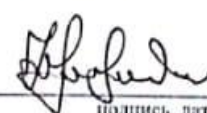
на тему: Модернизация системы электроснабжения Благовещенского торгового порта

Исполнитель
студент группы 442-об4


20.06.18
подпись, дата

Э.В. Кретов

Руководитель
профессор, канд.тех.наук


21.06.18
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант
по безопасности и
экологичности
доцент, канд.тех.наук


08.06.18
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент


21.06.18
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018 г.

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

«07» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кротова Эдуарда
Владимировича

1. Тема бакалаврской работы: Модернизация системы межроснаб-
жение Благовещенского горючего порта
(утверждено приказом от 22.03.18 № 573-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 11 июня 2018 г.

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Характеристики рассматри-
валной подстанции, анализ существующего
электрооборудования подстанции


4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1) Кар-ка района электрооборудования 2) Расчет м. нагрузок
3) Выбор оборудования 4) релейная защита 5) Эксплуатационный расчет
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей, 24 таблицы,
3 вида программного обеспечения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) А. Б. Бушаков консультант по ПТО

7. Дата выдачи задания 1 марта 2018 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В. профессор, канд. техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, учинное звание)

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2018

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 144 стр., 3 рисунка, 24 таблицы, 24 источника.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данном дипломном проекте был произведен расчет электрических нагрузок предприятия ЗАО «Торговый порт Благовещенск», путем определения расчетных мощностей. Произведен расчет для новых приемников электроэнергии, а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Выполнена проверка оборудования при различных режимах работы. Был рассмотрен расчет экономической эффективности, а также приведены правила пожарной безопасности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1. Характеристика района электроснабжения	8
1.1 Географическая характеристика города Благовещенска	8
1.2 Климатическая характеристика	9
1.3 Характеристика предприятия ЗАО «Торговый порт Благовещенск»	10
2. Расчет электрических нагрузок	12
2.1 Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу	12
2.2 Расчет осветительной нагрузки	16
3. Выбор числа и мощности трансформаторов на предприятии с учетом компенсации реактивной мощности	18
4. Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 0,4 кВ	23
5. Определение потерь мощности и энергии в кабельных линиях и силовых трансформаторах	27
6. Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ торгового порта	31
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	31
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	32
6.3 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	33
6.4 Определение потерь в кабельных линиях, отходящих от РП	36
6.5 Расчет электрических нагрузок РП с учетом потерь	38
7. Расчет токов короткого замыкания	40
7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	40
7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети НН 0,4 кВ	43
8. Проверка выбранных сечений кабельных линий на воздействие токов короткого замыкания	47
9. Выбор и проверка электрических аппаратов на РП	49
9.1 Выбор и проверка выключателей	49
9.2 Выбор и проверка трансформатора тока	52
9.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55

9.4 Выбор и проверка предохранителей на трансформаторных подстанциях	56
9.5 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ	59
10. Релейная защита и автоматика в системе электроснабжения	60
10.1 Перечень защит	60
10.2 Расчет защит	61
10.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ	63
10.4 Релейная защита ввода	64
10.5 Автоматика	64
11. Расчет экономической эффективности модернизации электроснабжения ЗАО «Торговый порт Благовещенск»	68
11.1 Определение капиталовложений в реконструкцию системы электроснабжения	68
11.2 Определение капиталовложений в реконструкцию РУ 10 кВ РП	71
11.3 Расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание	72
12. Безопасность и экологичность	74
12.1 Безопасность	74
12.2 Меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами	78
12.3 Чрезвычайные ситуации	81
12.4 Экологичность	84
Заключение	88
Библиографический список	89
Приложение А	91

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- РП – распределительный пункт
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия
- РЗиА – релейная защита и автоматика
- ТП – трансформаторная подстанция
- ВН – высокое напряжение
- НН – низкое напряжение
- ТТ – трансформатор тока
- ТН – трансформатор напряжения
- РУ – распределительное устройство
- КРМ – компенсация реактивной мощности
- СЭС – система электроснабжения
- МТЗ – максимальная токовая защита
- МСУ – местного самоуправления
- РСУ – ремонтно-строительного управления

ВВЕДЕНИЕ

Основными потребителями электроэнергии являются промышленные предприятия, потому что они расходуют около двух третей всей вырабатываемой электроэнергии в нашей стране. Каждый день возрастают мощности, потребляемые предприятиями и отдельными электроприемниками. Следовательно, намного усложняется решение задачи построения схем распределения электричества. Повышаются требования к экономичности, безопасности эксплуатации, удобству, к качеству и надежности электроэнергии.

Для обеспечения надежного и бесперебойного питания электроэнергией создаются системы электроснабжения промышленных предприятий, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электротехнологические и электротермические установки, электроосвещение, устройства обработки информации и управления.

Основой для проектирования систем внутреннего электроснабжения является построение на общих принципах схем внутризаводского распределения электроэнергии.

Характерная особенность внутризаводского распределения электроэнергии заключается в наличии большого количества коммутационно-защитной аппаратуры и достаточно большой разветвленности, оказывающие значительное влияние на надежность системы электроснабжения и на технико-экономические показатели

Цель данной выпускной квалификационной работы заключается в реконструкции и модернизации системы внутреннего электроснабжения ЗАО «Торговый порт Благовещенск».

Основная задача работы - спроектировать систему внутреннего электроснабжения предприятия, таким образом, чтобы она соответствовала всем требованиям надежности и безопасности в обслуживании, обеспечивала необходимое качество энергии и бесперебойное питание электроприемников в нормальном и послеаварийном режимах.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Географическая характеристика города Благовещенска

Административным центром Амурской области является Благовещенск, который занимает 5 место по величине среди городов Дальнего Востока. Географическое положение города: на крайнем юге Амурско-Зейской равнины, на левом берегу Амура, протяженность вдоль которого составляет 8 км, и на правом берегу реки Зеи протяженностью 13 км. Находится в 7985 км к востоку от Москвы, а также граничит с Китаем, в частности с районом Айхуэй китайского городского округа Хэйхэ. Река Амур разделяет город Благовещенск и городской округ Хэйхэ, расстояние между которыми в этой местности около 800 метров. Является единственным административным центром региона России, находящимся на государственной границе.

За последние 10 лет на территории Благовещенска наблюдается увеличение численности постоянного населения. По состоянию на 01.01.2018 года численность населения составляет 225091 человек.

Одни из ведущих отраслей городской промышленности: производство оборудования для золотодобывающей и горнорудной промышленности, судостроение и судоремонт. В Благовещенске расположены такие заводы как: «Амурский металлист», специализирующийся на выпуске горно-шахтного оборудования, судостроительный завод им. Октябрьской революции, выпускающий буксиры и сейнеры, «Амуроэлектроприбор», завод стройматериалов, асфальтовый, домостроительный комбинаты и кондитерская фабрика «Зея».

Благовещенская ТЭЦ обеспечивает отчасти электрической и тепловой энергией город. В связи с тем, что происходит постоянное развитие промышленности города, а также строительство новых микрорайонов, было принято решение о строительстве второй очереди станции, которое было завершено в 2016 году. В Благовещенске находится исполнительный аппарат Дальневосточной Распределительной Сетевой Компании (ОАО ДРСК), в ведение которой находятся распределительные сети 35-110 кВ Дальнего Востока. В состав ОАО

ДРСК входят: Филиал «Амурские ЭС», Филиал «Приморские ЭС», Филиал «Хабаровские ЭС», Филиал «Южно-Якутские ЭС» и Филиал «ЭС ЕАО».

Одним из самых крупных речных портов Дальнего Востока является «Торговый порт Благовещенск», находящийся на пересечении Амурского водного пути с Забайкальской железнодорожной магистралью, воздушными трассами, автомобильными дорогами, и входит в число важнейших звеньев мощного транспортного коридора в Центральную Россию.

Порт Благовещенск находится на слиянии двух рек — Амура и Зеи. Распространению сферы деятельности не только на всем протяжении реки Амур, но и по реке Зея, способствует удачное географическое расположение порта. «Торговый порт Благовещенск» имеет прочные связи с портами Китая такими как: Сюньке, Миншаня, грузоперевозки из Хэйхэ, а также из портов Тунцзян и Цзямусы, расположенных на реке Сунгари.

1.2 Климатическая характеристика

Несмотря на то, что Благовещенск находится на одной параллели с Киевом и российским Черноземьем, зимы там более холодные и продолжительные. В большинстве своем преобладает континентальный климат с умеренными муссонами. Благодаря большой годовой (43°C) и суточной ($10-15^{\circ}\text{C}$) амплитуде температур климат в городе носит континентальный характер, а муссонность климата, в свою очередь, выражается в активной циклонической деятельности, направлении сезонных ветров и высокой вероятности осадков в теплое время года. Жаркое лето с большим количеством солнечных дней и холодная, сухая зима с малым снежным покровом.

Продолжительность периода с положительными среднесуточными температурами 133 дня, другие 232 дня – отрицательными температурами.

Район по гололеду и скорости ветра – II. Относительная влажность около 75 %. Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 15 мм. Скорость ветра – 25 м/с и по его скоростному напору Благовещенск имеет III район.

1.3 Характеристика предприятия ЗАО «Торговый порт Благовещенск»

«Торговый порт Благовещенск» был основан в 1873 году. Сегодня он включает в себя 4 речных порта Амурской области (Благовещенск, Поярково, Свободный и Зея), а также входит в состав портовой группы ОАО «Амурское пароходство» (дальневосточный лесопромышленный холдинг «RFP Group», г. Хабаровск).

Первым кто ввёл на Дальнем Востоке в эксплуатацию таможенно-логистический терминал (ТЛТ) является Благовещенский торговый порт. На его территории функционируют все отделы таможенного поста. Торговый порт Благовещенск - официально зарегистрированный смешанный автомобильно-речной грузовой пункт пропуска через границу между Россией и Китаем, который функционирует круглогодично. Летом перевозка осуществляется по реке, а зимой действуют понтонная переправа и ледовая дорога. Основным направлением работы является транспортировка, перегрузка и хранение грузов. Общая пропускная способность портов – 5 млн. тонн грузов в год. Перевозка осуществляется с помощью судов, способных перевозить различные виды грузов. В состав флота входит 110 единиц. Обслуживание и ремонт судов ЗАО «ТПБ» осуществляет собственная ремонтно-эксплуатационная база.

Модернизация системы электроснабжения предприятия ЗАО «Торговый порт Благовещенск» проводится в связи с необходимостью замены и установки нового оборудования, по причине увеличения нагрузки на трансформаторных подстанциях, связанной с увеличением объемов потребления электроэнергии.

Характеристика электроприемников представлена в таблице 1

Таблица 1 – Наименование ЭП и их характеристики

Наименование ЭП	Количество ЭП n, шт		P _{ном} , кВт	K _u	tgφ
	2017г.	2018г.			
1	2	3	4	5	6
Склады	19	21	39	0,65	0,8

продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Котельная	1	2	50	0,6	1,17
Насосная станция	1	1	250	0,7	0,75
Здание РСУ	1	1	13,5	0,5	1,02
Краскоприготовительная	1	1	135	0,55	1,08
Пилорама	1	1	47	0,5	0,9
Мастерская лесоцеха	1	1	23,5	0,75	0,9
Здание МСУ	1	1	162	0,5	1,02
Служебное помещение	1	1	178,2	0,5	1,02
Портальные краны	6	8	127,2	0,3	1,73
Помещение кромкогиба	-	1	10,5	0,45	1,14

2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу

Произведем расчет электрических нагрузок электроприемников, работающих в продолжительном и повторно-кратковременном режимах.

Для того, чтобы произвести расчет электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия, необходимо определить характерные места присоединения электроприемников. Для этого рассматривают отдельно сети напряжением до 1 кВ и выше. Так как у нас известны характерные места присоединения приемников электроэнергии, нам необходимо всего лишь произвести расчет электрических нагрузок.

Номинальной (установленной) активной мощностью электроприемника называют мощность, которая указывается в паспорте приёмника электроэнергии. При этой мощности приёмник электроэнергии должен работать в нормальном режиме.

Также электроприемник (ЭП) может работать в длительном (продолжительном) режиме – это паспортная мощность.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения.

При помощи алгебраической суммы номинальных мощностей отдельных приемников электроэнергии определяют номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП), продолжительность включения которых составляет $ПВ = 1$.

Суммарная номинальная (установленная) активная мощность определяется как сумма номинальных мощностей электроприемников:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Суммарная номинальная реактивная мощность определяется как сумма произведений номинальных мощностей электроприемников на коэффициент мощности:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot tg\varphi \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$P_{cp} = P_{НОМ} \cdot k_{И}, \quad (4)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\phi \quad (5)$$

На данном предприятии выделено 6 характерных групп приемников электроэнергии, соответственно подключенных к трансформаторным подстанциям.

Произведем расчет для котельной:

$$P_{НОМ} = 50 \text{ кВт};$$

$$P_{cp} = 50 \cdot 0,6 = 30 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 30 \cdot 1,17 = 35,1 \text{ квар.}$$

Результаты расчета нагрузок ЭП, подключенных к трансформаторным подстанциям, с учетом новых электроприемников приведены в таблице 2

Таблица 2 - Расчет электрических нагрузок

Характерные категории ЭП	Кол -во ЭП	Номинальная установленная мощность		Коэф. Исп.	Коэф. Реак. Мощ.	Средняя мощность группы ЭП	
		P_{MAX} кВт	$\sum P_{НОМ}$ кВт			P_c кВт	Q_c квар
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП 10а							
Склад	7	39	273	0,65	0,8	177	141,9
Итого			273			177	141,9
ТП 10							
Склад	3	39	117	0,65	0,8	76	60,84

продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
Здание МСУ	1	162	162	0,5	1,02	81	82,62
Котельная	1	50	50	0,6	1,17	30	35,1
Насосная станция	1	250	250	0,7	0,75	175	131,2
Здание РСУ	1	13,5	13,5	0,5	1,02	6,75	6,87
Итого			592,5			368	316,6
ТП 106							
Краскоприготовительная	1	135	135	0,55	1,08	74,2	89,19
Помещение кромкогиба	1	10,5	10,5	0,45	1,14	4,725	5,39
Склад	1	39	39	0,65	0,8	25,35	20,28
Итого			185			104,5	115,04
ТП 82а							
Котельная	1	50	50	0,6	1,17	30	35,1
Склад	2	39	78	0,65	0,8	50,7	40,56
Служебное помещение	1	178,2	178,2	0,5	1,02	89,1	90,88
Портальный кран	2	127,2	254,4	0,3	1,73	76,32	132
Итого			561,1			246,3	298,7
ТП 82							
Склад	3	39	117	0,65	0,8	76,05	60,84
Мастерская лесоцеа	1	23,5	23,5	0,75	0,9	17,63	15,86
Пилорама	1	47	47	0,5	0,9	23,5	21,15
Портальный кран	3	127,2	381,6	0,3	1,73	114,4	198
Итого			569,6			231,8	296
82б							
Склад	5	39	195	0,65	0,8	126,7	101,4
Портальный кран	3	127,2	381,6	0,3	1,73	114,4	198,
Итого			576,6			241,2	299,4

Для каждой группы электроприемников определяем:

1. номинальную суммарную мощность
2. среднюю суммарную мощность (активную и реактивную)
3. средневзвешенный коэффициент использования
4. $tg\phi$
5. эффективное число ЭП

б. расчетные мощности и расчетный ток

Суммарные средние значения активной и реактивной мощности:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{II}, \quad (6)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot tg\phi, \quad (7)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Далее находится средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{ис.в.} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ} \quad (8)$$

Определяется эффективное число электроприемников:

$$n_{эф} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ} \quad (9)$$

Для того, чтобы определить коэффициент расчетной нагрузки, необходимо воспользоваться зависимостью средневзвешенного коэффициента использования от эффективного числа ЭП.

Активная расчетная мощность электроприемников:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}, \quad (10)$$

Реактивная расчетная мощность:

$$Q_p = P_p \cdot tg\phi \quad (11)$$

Расчет нагрузок для ТП 82б:

$$\Sigma P_{cp} = 576,6 \cdot 0,42 = 241,23 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{cp} = 241,23 \cdot 1,24 = 299,45 \text{ квар};$$

$$K_{ис.в.} = \frac{241,23}{576,6} = 0,42;$$

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot 576,6}{127,2} = 9,06;$$

$$n_{\text{ЭФ}} = 9;$$

$$K_p(K_{\text{ис.в.}}; n_{\text{ЭФ}}) = 0,9;$$

$$P_p = 243,23 \cdot 0,9 = 217,1 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 217,1 \cdot 1,24 = 269,21 \text{ квар.}$$

Результаты расчета нагрузок указаны в таблице 3

Таблица 3 – Нагрузки электроприемников, подключенных к соответствующей трансформаторной подстанции на 2018 год

Категория	$P_{\text{ном}\Sigma}$, кВт	$P_{\text{ср}\Sigma}$, кВт	$Q_{\text{ср}\Sigma}$, кВар	$k_{\text{исп}}$	$\text{tg}\phi$	$n_{\text{ЭП}}$	K_p	$P_{\text{расч}}$ кВт	$Q_{\text{расч}}$ кВт
10а	273	177,45	141,96	0,65	0,8	7	0,91	161,48	121,18
10	592,5	368,8	316,68	0,62	0,86	5	0,94	346,67	298,14
10б	185	104,5	115,04	0,56	1,1	3	1,08	112,86	124,15
82а	561,1	246,3	298,75	0,44	1,21	6	0,94	231,52	280,14
82	569,6	231,84	296,08	0,41	1,28	9	0,9	208,66	267,1
82б	576,6	241,23	299,45	0,42	1,24	9	0,9	217,1	269,21

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Примерно 10% нагрузки от суммарной, на которую подключаются приемники электроэнергии, приходится освещение любого промышленного объекта.

Осветительная нагрузка предприятия будет определяться по выражению:

$$P_{p.o} = L \cdot a \quad (12)$$

где L – длина дорожного полотна, км;

a – удельная мощность осветительной нагрузки, Вт/м².

Произведем расчет осветительной нагрузки для торгового порта

$$P_1 = 4,5 \cdot 0,68 = 3,1 \text{ кВт};$$

$$P_2 = 4,5 \cdot 0,34 = 1,53 \text{ кВт};$$

$$P_3 = 4,5 \cdot 0,52 = 2,34 \text{ кВт};$$

$$P_4 = 4,5 \cdot 0,43 = 1,94 \text{ кВт};$$

$$P_5 = 4,5 \cdot 0,27 = 1,22 \text{ кВт};$$

$$P_6 = 4,5 \cdot 0,41 = 1,85 \text{ кВт}.$$

Расчётная суммарная нагрузка определяется как сумма расчётных и осветительных нагрузок:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{осв} \quad (13)$$

$$P_{1\Sigma} = 161,48 + 3,1 = 164,58 \text{ кВт};$$

$$P_{2\Sigma} = 346,67 + 1,53 = 348,2 \text{ кВт};$$

$$P_{3\Sigma} = 112,86 + 2,34 = 115,2 \text{ кВт};$$

$$P_{4\Sigma} = 231,52 + 1,94 = 233,46 \text{ кВт};$$

$$P_{5\Sigma} = 208,66 + 1,22 = 209,88 \text{ кВт};$$

$$P_{6\Sigma} = 217,1 + 1,85 = 218,95 \text{ кВт};$$

Полная нагрузка на предприятии:

$$S_p = \sqrt{P_{\Sigma n}^2 + Q_{\Sigma n}^2} \quad (14)$$

$$S_{p.10a} = \sqrt{164,58^2 + 121,88^2} = 214,8 \text{ кВА};$$

$$S_{p.10} = \sqrt{348,2^2 + 298,14^2} = 458,4 \text{ кВА};$$

$$S_{p.10б} = \sqrt{115,2^2 + 124,15^2} = 169,36 \text{ кВА};$$

$$S_{p.82a} = \sqrt{233,46^2 + 280,14^2} = 364,67 \text{ кВА};$$

$$S_{p.82} = \sqrt{209,88^2 + 267,1^2} = 339,7 \text{ кВА};$$

$$S_{p.82б} = \sqrt{218,95^2 + 269,21^2} = 347 \text{ кВА}.$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки предприятия.

3. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРЕПРИЯТИИ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Только лишь путем технико-экономических расчетов можно определить число и мощность трансформаторов на предприятии. Для этого при расчете необходимо учитывать следующие факторы:

- 1) категорийность электроснабжения потребителей;
- 2) коэффициент загрузки трансформаторов в нормальных и послеаварийных режимах;
- 3) шаг стандартных мощностей трансформаторов;

Выбор числа трансформаторов осуществляется по категории надежности приемников электроэнергии, подключенных к трансформаторной подстанции, и по полной расчетной мощности.

Расчетная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{р.т.}} = \frac{S_{\text{р}}}{K_{\text{з}} \cdot N_{\text{т}}}, \quad (15)$$

где $S_{\text{р}}$ - полная расчетная мощность, кВА;

$K_{\text{з}}$ - коэффициент оптимальной загрузки трансформатора;

$N_{\text{т}}$ - число силовых трансформаторов, шт.

Выбирается трансформатор по ряду мощностей и выполняется проверка по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_{\text{з.факт}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{р.т.}} \cdot N_{\text{т}}}; \quad (16)$$

$$K_{\text{з.п.ав}} = \frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{р.т.}}}, \quad (17)$$

где $S_{\text{р.т.}}$ - выбранная полная расчетная мощность трансформатора, кВА.

$$0,5 \leq K_{з.факт} \leq 0,7; \quad (18)$$

$$1,1 \leq K_{з.п.ав.} \leq 1,4. \quad (19)$$

Рассмотрим выбор силового трансформатора для ТП 82а:

По состоянию на 2017 год ТП 82а является однострансформаторной подстанцией мощностью 630 кВА. Так как к ней в 2018 году был подключен электроприемник 2 категории – котельная, то требуется установить еще один трансформатор меньшей мощности или два трансформатора одинаковой мощности.

1. Необходимо выбрать мощность двухтрансформаторной подстанции:

$$S_{р.т.82а} = \frac{364,67}{0,7 \cdot 2} = 260,479 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора марки ТМ-250/10.

2. Проверка по коэффициенту загрузки:

$$0,5 \leq 0,7 \leq 0,7;$$

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

Условия выполняются.

Надлежаще из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор передавать наибольшую реактивную мощность, которая определяется по формуле:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{р.т.})^2 - S_p^2} \quad (20)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 250)^2 - 364,67^2} = 0 \text{ квар}$$

Определяется суммарная мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{HKУ} = S_p - Q_T \quad (21)$$

$$Q_{HKУ} = 364,67 - 0 = 364,67 \text{ кВар.}$$

Для снижения потери электрической энергии в СЭС предприятия, определяется дополнительная мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{HKV.доп} = Q_p - Q_{HKV} - \gamma \cdot S_{p.t.} \cdot N_T, \quad (22)$$

где γ – коэффициент, зависящий от K_1 и K_2 , который определяется по справочнике Федоров, Старкова;

K_1 – определяет количество рабочих смен, зависит от стоимости потерь электроэнергии на предприятии и электрической системы;

K_2 – коэффициент, зависящий от сечения и длины линий.

Для данного случая $K_1 = 9$, $K_2 = 2$ и $\gamma = 0,35$.

$$Q_{HKV1} = 280,14 - 364,67 - 0,35 \cdot 250 \cdot 2 = 0$$

В результате расчета по выбору компенсирующего устройства, делаем вывод, что компенсация реактивной мощности не требуется.

Среди трансформаторных подстанций, которые уже были установлены, имеются такие, коэффициент загрузки которых превышает допустимые значения. Для того, чтобы это исправить, необходимо установить новые трансформаторы более высокой мощности: ТП 82а и ТП 82б, а в отдельных случаях просто заменить на уже имеющиеся: ТП 10а, ТП 10б и ТП 82.

Чтобы удостовериться в необходимости замены трансформаторов, требуется провести проверку по коэффициенту загрузки.

Рассмотрим ТП 82, на которой установлен ТМ-400/10:

$$K_{з.факт} = \frac{S_p}{S_{p.t.} \cdot N_T};$$

$$K_{з.факт} = \frac{339,7}{400 \cdot 1} = 0,85.$$

Фактически установленный трансформатор перегружен, что видно из расчета, поэтому требуется его замена на ТМ-630/10.

Результаты расчетов всех трансформаторных подстанций сведены в таблицу 4, а результаты проверки фактически установленных трансформаторов в таблицу 5

Таблица 4 – Выбор трансформаторов

№ ТП	S_p , кВА	$N_{тр}$	$K_{загр}$	$S_{ном}$, кВА	$K_{загр}$ факт	$K_{загр}$ авар
ТП 10а	214,8	1	0,8	400	0,54	0,54
ТП 10	458,4	2	0,7	400	0,57	1,15
ТП 10б	169,36	1	0,8	250	0,68	0,68
ТП 82а	364,67	2	0,7	250	0,73	1,46
ТП 82	339,7	1	0,8	630	0,54	0,54
ТП 82б	347	1	0,8	630	0,55	0,55

Таблица 5 – Проверка фактически установленных трансформаторов по коэффициенту загрузки

№ ТП	S_p , кВА	$S_{ном}$, кВА	$K_{загр}$ факт	Характеристика
1	2	3	4	5
ТП 10а	214,8	250	0,86	перегружен, требуется замена на ТМ-400/10
ТП 10	458,4	2x400	0,57	оптимальная загрузка
ТП 10б	169,36	160	1,06	перегружен, требуется замена на ТМ-250/10
ТП 82а	364,67	630	0,58	оптимальная загрузка, не соответствует категоричности потребителей (2 категория), требуется заменить на 2 трансформатора ТМ-250

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
ТП 82	339,7	400	0,85	перегружен, требуется замена на ТМ-630/10
ТП 826	347	400	0,87	перегружен, требуется замена на ТМ-630/10

4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 0,4 КВ

У проводника, по которому протекает нагрузка, должно быть выбрано оптимальное сечение токопроводящей жилы, для обеспечения нормальной работы. Выбор сечения кабельной линии проводится по нагреву расчетным током, а проверка выполняется по термической стойкости к току короткого замыкания и по потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

1. Определяется ток во время работы двух трансформаторов (нормальный режим работы):

$$I_p = \frac{\sqrt{\frac{P_p^2}{2} + \frac{Q_p^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (23)$$

2. Определяется расчетный ток при отключении одного из двух трансформаторов (послеаварийный режим работы):

$$I_{p.n.a} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (24)$$

3. Выбираем по длительно допустимому току с соответствующим ему сечением жилы;

4. Рассчитываем фактически допустимый ток и выполняем сравнение его с расчетным послеаварийным током:

$$I_\phi = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_p, \quad (25)$$

где K_1 - коэффициент, который учитывает температуру окружающей среды, с учетом места прокладки кабеля, принимаем его равным 1,1;

K_2 - коэффициент, указывающий на то, что кабель проложен в земле, в зависимости от ее удельного сопротивления, принимаем равным 0,9;

K_3 - коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки, при условии, что один кабель будет проложен в траншее, принимаем 1,15;

5. Проверяем выполнения условия. Условие выполнения проверки заключается в том, что наибольший ток, соответствующий послеаварийному режиму работы, не должен превышать фактически допустимый:

$$I_{p.n.a} \leq I_{\phi} . \quad (26)$$

6. Определяется потеря напряжения по всей длине линии. Если понижение напряжения превышает допустимые нормы, то у потребителя могут возникнуть проблемы в работе с токоприемниками:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0) \cdot l}{U_H} ; \quad (27)$$

где r_0 , x_0 - погонные активные и реактивные сопротивления линии, Ом/км;

l – длина прокладываемой кабельной линии, км.

$$\delta U = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_H} ; \quad (28)$$

Допустимая величина потери напряжения для кабельных линий в нормальном режиме работы не должна превышать 5%, в послеаварийном режиме не больше 10%.

Выберем сечение для кабельной линии ТП 10-1:

$$I_{10-1} = \frac{\sqrt{\frac{39^2}{2} + \frac{31,2^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 37,942 \text{ А};$$

$$I_{10-1n.a.} = \frac{\sqrt{39^2 + 31,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 75,885 \text{ А};$$

$$I_{\phi} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1,15 \cdot 75 = 78,556 \text{ А}.$$

По найденному наибольшему послеаварийному току подбираем то значение, которое максимально близко к найденному, с соответствующим сечением токопроводящей жилы. Выбираем кабельную линию марки ААБл-1 с сечением 10 мм^2 .

Проверим выполнение условия:

$$75,885 \leq 78,556.$$

Условие выполняется, соответственно сечение кабельной линии выбрано верно.

Отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{(39 \cdot 2,31 + 31,2 \cdot 0,68) \cdot 0,04}{0,38} = 11,716;$$

$$\delta U = \frac{11,716 \cdot 100}{0,38} = 3,083 \leq 10 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме работы не превышают 10%, следовательно, кабель выбран верно.

Результаты других аналогично произведенных расчетов сечений проводников сведены в таблицу 6

Таблица 6 – Марки и сечения кабельных линий

Участок сети	I_p, A	$I_{p.n.a.}, A$	I_ϕ, A	Сечение F, mm^2	Марка	$\delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7
ТП 10-5	14,65	29,299	57,608	6	ААБЛ-1	2,668
ТП 10б-2	12,096	24,193				1,202
ТП 82-2	24,018	48,037				3,603
ТП 10-1	37,942	75,885	78,556	10	ААБЛ-1	3,083
ТП 10а-1						2,698
ТП 10б-3						2,387
ТП 82-1						3,623
ТП 82а-2						4,085
ТП 82б-1						3,083
ТП 10-3	58,463	116,926	130,928	25	ААБЛ-1	1,315
ТП 82-3	48,037	96,074				4,86
ТП 82а-1	58,463	116,926				4,425
ТП 10б-1	150,953	301,906	314,226	120	ААБЛ-1	3,104
ТП 10-2	175,797	351,594	398,02	185	ААБЛ-1	0,642
ТП 82-4	193,123	386,247				1,597
ТП 82а-3	193,396	386,792				2,761
ТП 82а-4	193,123	386,247				1,251
ТП 82б-2	193,123	386,247				1,597
ТП 10-4	237,404	474,809				480,865

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ И СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Электроэнергия, которая передается от электростанций до потребителя, доходит не в полном объеме. Это происходит из-за того, что возникают потери мощности и энергии, примерно составляющие 12-18%, в воздушных и кабельных линиях, а также в силовых трансформаторах (в обмотках и стальных сердечниках). Стоимость электрической энергии напрямую зависит от потерь, поэтому при проектировании нужно стремиться минимизировать их количество на всех участках энергосистемы.

Потери активной мощности в линии:

$$\Delta P = \frac{(P_p^2 r_0 + Q_p^2 r_0) \cdot l}{U^2}; \quad (29)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_p^2 x_0 + Q_p^2 x_0) \cdot l}{U^2}, \quad (30)$$

где P_p, Q_p - активная и реактивная мощности, протекающие по линии от ТП до приемника электроэнергии, кВт, квар;

x_0, r_0 - удельные погонные реактивные и активные сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение сети, кВ.

После определения потерь на участке линии можно посчитать потери электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (31)$$

где τ - время максимальных потерь линии, час.

Время максимальных потерь линии представляет собой условное число часов, в течение которого протекающий по линии максимальный ток создает потери электрической энергии, определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (32)$$

где T_m - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для кабельной линии ТП 10-1:

$$\Delta P = \frac{(39^2 \cdot 2,31 + 31,2^2 \cdot 2,31) \cdot 0,04}{0,38^2} = 1,596 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \frac{(39^2 \cdot 0,68 + 31,2^2 \cdot 0,68) \cdot 0,04}{0,38^2} = 0,469 \text{ квар};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ час};$$

$$\Delta W = 3 \cdot 1,596 \cdot 1098 = 5,27 \text{ МВт} \cdot \text{час}.$$

Результаты определения потерь мощности и электроэнергии в кабельных линиях сведем в таблицу 7

Таблица 7 – Потери мощности и электроэнергии в кабельных линиях 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм ²	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 10-5	13,5	13,77	6	3,1	0,07	0,718	0,016	0,791
ТП 10б-2	10,5	11,97				0,283	0,006	0,307
ТП 82-2	23,5	21,15				1,502	0,034	1,647

продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 10-1	39	31,2	10	2,31	0,68	1,596	0,469	5,27
ТП 10а-1						1,397	0,411	10,76
ТП 10б-3						1,499	0,034	1,647
ТП 82-1						1,875	0,552	4,128
ТП 82а-2						2,115	0,622	4,612
ТП 82б-1						1,596	0,469	8,784
ТП 10-3	50	58,5	25	1,01	0,064	1,45	0,092	1,592
ТП 82-3	47	42,3				3,915	0,248	4,304
ТП 82а-1	50	58,5				1,284	0,081	1,405
ТП 10б-1	135	145,8	120	0,3	0,06	7,465	1,493	8,202
ТП 10-2	162	165,24	185	0,2	0,059	1,632	0,481	1,757
ТП 82-4	127,2	220,1				5,37	1,584	17,79
ТП 82а-3	178,2	181,8				7,719	2,277	8,455
ТП 82а-4	127,2	220,1				4,207	1,241	9,223
ТП 82б-2	127,2	220,1				5,37	1,584	17,79
ТП 10-4	250	187,5				240	0,18	0,058

Определим потери мощности в трансформаторах по формулам:

$$\Delta P = \frac{P_p^2 r + Q_p^2 r}{U^2}; \quad (33)$$

$$\Delta Q = \frac{P_p^2 x + Q_p^2 x}{U^2}, \quad (34)$$

где P_p, Q_p - активная и реактивная мощности нагрузки, на стороне 0,4 кВ силового трансформаторов, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления обмоток трансформаторов, Ом;

U - номинальное напряжение сети, кВ.

Произведенный расчет потерь мощности в силовых трансформаторах на ТП указан в таблице 8

Таблица 8 – Потери мощности в силовых трансформаторах

Номер ТП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_T , КВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
ТП 10	348,2	298,14	2x400	8,004	24,88
ТП 10а	165,58	121,88	400	1,61	5,006
ТП 10б	115,2	124,15	250	1,867	5,403
ТП 82	209,88	267,1	630	2,477	10,87
ТП 82а	233,46	280,14	2x250	8,657	25,05
ТП 82б	218,95	269,21	630	2,585	11,34

6. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ТОРГОВОГО ПОРТА

Все системы электроснабжения больших и малых предприятий, а также городские потребители используют питающие сети 10 кВ. Питание трансформаторных подстанций в сети 10 кВ будет происходить от распределительных пунктов. Распределительный пункт это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии. В основу РП входит распределительное устройство, состоящее из нескольких секций сборных шин, отсеков для приборов учёта и устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

При помощи суммирования мощности, протекающей через и силовой трансформатор, и потерь мощности в нем, определяются электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ трансформаторной подстанции.

$$P_{ТП.ВН} = P_p + \Delta P; \quad (35)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_p + \Delta Q. \quad (36)$$

Нагрузки на стороне ВН для ТП 10:

$$P_{ТП.ВН} = 348,2 + 8 = 356,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП.ВН} = 298,14 + 24,88 = 323,02 \text{ квар.}$$

Выполненный расчет нагрузок на стороне 10 кВ представлен в таблице 9

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ трансформаторной подстанции

Номер ТП	P_p , кВт	Q_p , квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
ТП 10	348,2	298,14	8,004	24,88	356,2	323,02
ТП 10а	165,58	121,88	1,61	5,006	167,19	126,88
ТП 10б	115,2	124,15	1,867	5,403	117,07	129,55
ТП 82	209,88	267,1	2,477	10,87	212,38	277,97
ТП 82а	233,46	280,14	8,657	25,05	242,16	305,24
ТП 82б	218,95	269,21	2,585	11,34	221,55	280,55

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ проводят с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузок, помноженного на сумму расчётных нагрузок силовых трансформаторов, присоединенных в сети высокого напряжения к распределительному пункту. Коэффициент участия в максимуме нагрузок, принимаемый по таблице 2.1.1.

$$P_{P10} = k_y \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН}; \quad (37)$$

$$Q_{P10} = k_y \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}, \quad (38)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов,

принимаем 0,65

Расчет нагрузки 10 кВ для РП, к которому подключены трансформаторные подстанции №82:

$$P_{P10.82} = 0,65 \cdot (242,16 + 212,38 + 221,55) = 439,458 \text{ кВт};$$

$$Q_{P10.82} = 0,65 \cdot (305,24 + 277,97 + 280,55) = 561,444 \text{ квар};$$

$$S_{P10.82} = \sqrt{439,458^2 + 561,444^2} = 712,98 \text{ кВА}.$$

Расчеты для РП №10 и №82 приведены в таблице 10

Таблица 10 – Электрические нагрузки РП 10 кВ

Номер РП	P_{P10} , кВт	Q_{P10} , квар	S_{P10} , кВА
РП №10	416,299	376,643	561,395
РП №82	439,458	561,444	712,98

6.3 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения кабельной линии проводится по нагреву расчетным током, а проверка выполняется по термической стойкости к току короткого замыкания и по потере напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

1. Определяется ток во время работы двух трансформаторов (нормальный режим работы):

$$I_p = \frac{\sqrt{\frac{P_p^2}{2} + \frac{Q_p^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (39)$$

2. Определяется расчетный ток при отключении одного из двух трансформаторов (послеаварийный режим работы):

$$I_{p.n.a} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (40)$$

3. Выбираем по длительно допустимому току с соответствующим ему сечением жилы;

4. Рассчитываем фактически допустимый ток и выполняем сравнение его с расчетным послеаварийным током:

$$I_\phi = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_p, \quad (41)$$

5. Проверяем выполнения условия. Условие выполнения проверки заключается в том, что наибольший ток, соответствующий послеаварийному режиму работы, не должен превышать фактически допустимый:

$$I_{p.n.a} \leq I_\phi. \quad (42)$$

6. Определяется потеря напряжения по всей длине линии. Если понижение напряжения превышает допустимые нормы, то у потребителя могут возникнуть проблемы в работе с токоприемниками:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot r_0 + Q_p \cdot x_0) \cdot l}{U_H}; \quad (43)$$

где r_0, x_0 - погонные активные и реактивные сопротивления линии, Ом/км;

l – длина прокладываемой кабельной линии, км.

$$\delta U = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_H}; \quad (44)$$

Допустимая величина потери напряжения для кабельных линий в нормальном режиме работы не должна превышать 5%, в послеаварийном режиме не больше 10%.

Выберем сечение для кабельной линии РП - ТП 10а:

$$I_{РП-ТП10а} = \frac{\sqrt{416,299^2 + 376,643^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 49,866 \text{ А};$$

$$I_{\phi} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1,15 \cdot 110 = 115,216 \text{ А}.$$

Кабельные линии, по которым будет осуществляться передача электроэнергии в системе электроснабжения предприятия ЗАО «Торговый порт Благовещенск», должны быть выбраны по условию механической прочности, при условии, что минимальное сечение токопроводящей жилы для сети 10 кВ в городе не должно быть меньше 35 мм². Выбираем кабельную линию марки ААБл-10 с сечением 35 мм².

Проверим выполнение условия:

$$49,866 \leq 115,216.$$

Условие выполняется, соответственно сечение кабельной линии выбрано верно.

Отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{(416,299 \cdot 1,01 + 376,643 \cdot 0,068) \cdot 0,44}{10} = 19,673;$$

$$\delta U = \frac{19,673 \cdot 100}{10} = 0,197 \leq 10 \text{ \%}.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме работы не превышают 10%, следовательно, кабель выбран верно.

Результаты других аналогично произведенных расчетов сечений проводников сведены в таблицу 11

Таблица 11 – Марки и сечения кабельных линий 10 кВ

Участок сети	$I_{p.n.a.}, A$	I_{ϕ}, A	Сечение $F, \text{мм}^2$	Марка	$\delta U, \%$
1	3	4	5	6	7
РП №10 – ТП 10а	49,866	115,16	35	ААБл-10	0,197
ТП 10а – ТП 10	37,808				0,198
ТП 10б – ТП 10	39,849				0,217
РП №82 – ТП 82а	63,331				0,177
ТП 82а – ТП 82	40,836				0,166
ТП 82б – ТП 82	42,692				0,134

6.4 Определение потерь в кабельных линиях, отходящих от РП

Электроэнергия, которая передается от электростанций до потребителя, доходит не в полном объеме. Это происходит из-за того, что возникают потери мощности, примерно составляющие 12-18%, в воздушных и кабельных линиях.

Потери активной мощности в линии:

$$\Delta P = \frac{(P_p^2 r_0 + Q_p^2 r_0) \cdot l}{U^2}; \quad (45)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_p^2 x_0 + Q_p^2 x_0) \cdot l}{U^2}, \quad (46)$$

где P_p, Q_p - активная и реактивная мощности, протекающие по линии от распределительного пункта до трансформаторной подстанции, кВт, квар;

x_0, r_0 - удельные погонные реактивные и активные сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение сети, кВ.

Произведем расчет для кабельной линии РП - ТП 10а:

$$\Delta P_{РП-10а} = \frac{(416,299^2 \cdot 1,01 + 376,643^2 \cdot 1,01) \cdot 0,44}{10^2} = 3,315 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{РП-10а} = \frac{(416,299^2 \cdot 0,064 + 376,643^2 \cdot 0,064) \cdot 0,44}{10^2} = 0,21 \text{ квар};$$

Результаты определения потерь мощности в кабельных линиях 10 кВ сведены в таблицу 12

Таблица 12 – Потери мощности в кабельных линиях 10 кВ

Участок сети	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3
РП №10 – ТП 10а	3,315	0,21
ТП 10а – ТП 10	1,689	0,107
ТП 10б – ТП 10	1,876	0,118
РП №82 – ТП 82а	2,917	0,184
ТП 82а – ТП 82	1,768	0,112
ТП 82б – ТП 82	1,491	0,094

6.5 Расчет электрических нагрузок РП с учетом потерь

Просуммировав нагрузки распределительных пунктов с потерями мощности в линиях, получим значение электрической нагрузки на шинах РП.

Сумма потерь мощности в кабельных линиях равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i; \quad (47)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i. \quad (48)$$

Электрические нагрузки на шинах распределительных пунктов:

$$P_{РП.Ш.} = P_{ТП.ВН} + \Delta P_{\Sigma}; \quad (49)$$

$$Q_{РП.Ш.} = Q_{ТП.ВН} + \Delta Q_{\Sigma}. \quad (50)$$

Для РП №82:

$$\Delta P_{\Sigma 82} = (2,917 + 1,768 + 1,491) = 6,176 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma 82} = (0,184 + 0,112 + 0,094) = 0,391 \text{ квар.}$$

$$P_{РП.Ш82} = 439,458 + 6,18 = 445,638 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП.Ш82} = 561,444 + 0,391 = 561,835 \text{ квар.}$$

Расчеты по распределительным пунктам №10, №82 показаны в таблице 13

Таблица 13 – Электрические нагрузки на шинах РП

Номер РП	$P_{РП.Ш}$, кВт	$Q_{РП.Ш}$, квар
РП №10	423,179	377,079
РП №82	445,638	561,835

7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для того, чтобы произвести выбор и проверку коммутационного оборудования и кабельных линий на динамическую и термическую стойкость к действию токов короткого замыкания, необходимо произвести расчетов токов КЗ. Также следует выбрать токовые катушки автоматических выключателей, уставки релейной защиты и проверить их чувствительность.

7.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительного пункта, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное:

$$U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}; \quad (51)$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (52)$$

где Z - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом

Полное сопротивление до точки КЗ:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2}; \quad (53)$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (54)$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (55)$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (56)$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (57)$$

Произведем расчет токов короткого замыкания по вышеперечисленным формулам:

Расчетная схема изображена на рисунке 1

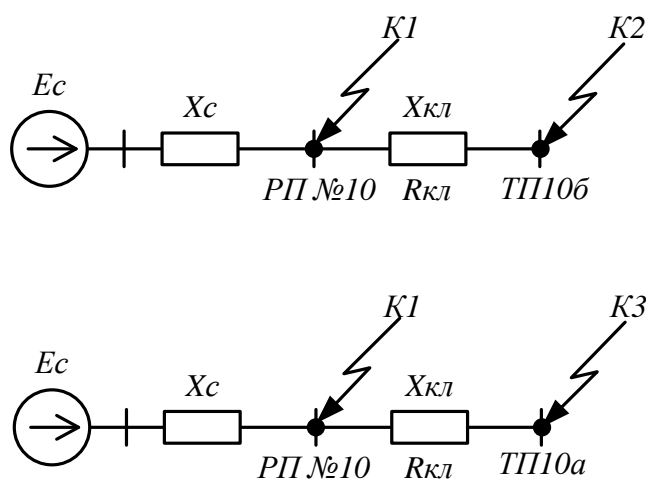


Рисунок 1 – Схема замещения для расчета токов КЗ сети ВН

Произведем расчет токов КЗ в точке К2:

$$x = x_0 \cdot l = 0,156 \cdot 0,167 = 0,0231 \text{ Ом};$$

$$r = r_0 \cdot l = 0,359 \cdot 0,167 = 0,0613 \text{ Ом};$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,861} = 0,868 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(0,0231 + 0,868)^2 + 0,0613^2} = 0,826 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,826} = 6,754 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,754 = 6,497 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{0,717}{314 \cdot 0,191} = 0,012;$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,244;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,244 \cdot 6,754 = 11,882 \text{ кА}.$$

Расчет остальных точек КЗ приведен в таблице 14

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ в сети ВН

точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial}$, кА
К1	6,754	6,497	0,012	1,244	11,882
К2	7,568	6,398	0,007	1,148	12,131
К3	3,289	2,46	0,001	1,089	4,151

7.2 Расчет токов короткого замыкания в сети НН 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. Для выполнения данного расчета необходимо знать индуктивные и активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи, а также активные сопротивления различных контактов и контактных соединений.

Ток трехфазного короткого замыкания следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (58)$$

где Z - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ:

$$z_T = \sqrt{x_T^2 + r_T^2}; \quad (59)$$

Реактивное и активное сопротивления силового трансформатора определяется по формуле:

$$x_T = \frac{U_{\kappa.p.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}}; \quad (60)$$

$$r_T = \frac{U_{\kappa.a.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}}, \quad (61)$$

где $U_{\kappa.p.\%}$ - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,39 %;

$U_{\kappa.a.\%}$ - активная составляющая напряжения КЗ, 0,235 %.

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (62)$$

где z_{mp} - полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания на корпус, Ом.

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

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода:

$$z_n = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}, \quad (63)$$

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

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

Расчет для ТП 82 и ТП 82б, питающиеся от РП №82:

Расчетная схема показана на рисунке 2.

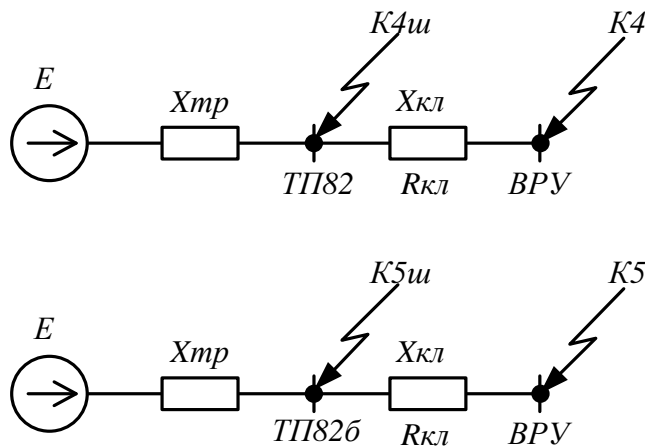


Рисунок 2 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания 0,4

кВ

Для примера произведу расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{0,03 \cdot 400^2}{630} = 9,941 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{6,5 \cdot 400^2}{630} = 2,54 \text{ Ом};$$

$$z_T = \sqrt{9,941^2 + 2,54^2} = 10,26 \text{ Ом};$$

$$z_{4u} = \sqrt{(0,474 + 9,941)^2 + 2,54^2} = 10,72 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa u}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,72} = 21,542 \text{ кА};$$

$$z_4 = \sqrt{(0,474 + 9,941 + 8,926)^2 + (2,54 + 30,249)^2} = 38,068 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 38,068} = 6,067 \text{ кА};$$

$$z_4 = \sqrt{(79,485 + 9,941 + 8,926)^2 + (243 + 2,54 + 30,249)^2} = 292,801 \text{ Ом};$$

$$z_4 = \sqrt{(29,823)^2 + (7,62)^2} + 48 = 78,781 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa u}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{78,781} = 8,794 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{292,801} = 2,366 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
К4ш.	21,541	8,794
К4	6,067	2,366
К5ш.	13,422	6,556
К5	3,874	1,345

8. ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для того, чтобы проверить кабельную линию на термическую устойчивость, должно выполняться условие: минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости должно быть меньше выбранного сечения.

Постоянная затухания вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}; \quad (64)$$

Тепловой импульс тока определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[t_{откл} + T_a \cdot \left(1 - e^{-\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right]; \quad (65)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости:

$$S_{тер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (66)$$

где C_m - коэффициент допустимой температуры при коротком замыкании и материала проводника

Для алюминиевых кабелей:

$$C_m = 94 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^2}.$$

Рассмотрим расчет кабеля РП №82 до ТП 82а:

$$T_a = \frac{0,012}{314 \cdot 0,0032} = 0,012;$$

$$B_k = 21,293^2 \cdot \left[0,1 + 0,012 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,012}} \right) \right] = 50,586 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{48,335 \cdot 10^3}{94}} = 23,198 \text{ мм}^2.$$

$$S_{мер} = 22,67 \text{ мм}^2 \leq 35 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, кабель был выбран правильно, потому его сечение проходит по термической стойкости. Остальные кабели, отходящие от распределительных пунктов, тоже пройдут проверку на термическую устойчивость, так как их токи трехфазного короткого замыкания меньше, чем ток, рассмотренной выше кабельной линии.

9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НА РП

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость.

9.1 Выбор и проверка выключателей

Место расположения выключателей представлено на рисунке 3

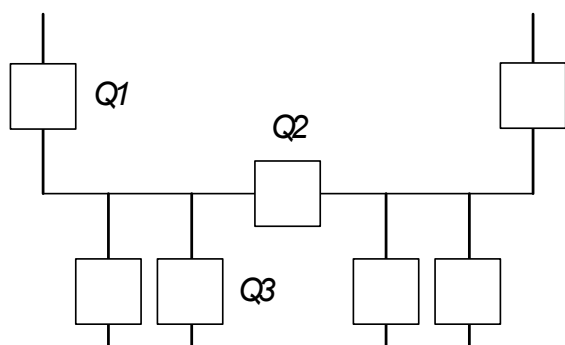


Рисунок 3 – Расположение выключателей

Рассчитаем значения токов, проходящих через выключатель Q3 для РП №82:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{\frac{P_p^2}{2} + \frac{Q_p^2}{2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (67)$$

$$I_{ном3} = \frac{717,113}{\sqrt{3} \cdot 10} = 41,4 \text{ А.}$$

Выбираем вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (68)$$

- по длительному допустимому току:

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad (69)$$

- по отключающей способности:

$$I_{n.0} \leq I_{\text{откл.ном}}; \quad (70)$$

$$6,754 \leq 12,5$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL – 10 – 12,5/630 – У3.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{K1}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (71)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения при КЗ, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,015$ с.

$$B_K = 6,754^2 \cdot (1,2 + 0,02 + 0,015) = 56,336 \text{ кА}^2\text{с}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к.в.}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (72)$$

$$B_K \leq B_{\text{к.в.}}; \quad (73)$$

$$B_{\text{к.в.}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$56,336 \leq 468,75$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном\ откл}, \quad (74)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 0,4$;

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

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,071 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}; \quad (75)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,754 = 9,552 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/ТЕЛ – 10 – 12,5/630 – У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 41,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{y\partial} = 11,882 \text{ кА}$	$i_{ске} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{ске} \geq i_{y\partial}$
$B_k = 56,336 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к,ном} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к,ном} \geq B_k$
$I_{по} = 6,754 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{пт} = 6,754 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{at} = 9,552 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{at}$

9.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформатор тока состоит из двух обмоток, одна из которых служит для подключения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформатора тока может проводиться различными способами: по номинальному напряжению, току первичной цепи, в соответствии с классом точности по току вторичных обмоток, а проверка выполняется по термической и электродинамической стойкости при коротких замыканиях. Класс точности должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (76)$$

- по току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}; \quad (77)$$

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;

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (78)$$

где $k_{уд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Вк \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m, \quad (79)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (80)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$ – 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 $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K; \quad (81)$$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10, с первичным током 200 А.

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_{2Н}^2}, \quad (82)$$

где $S_{2Н}$ – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, ВА;

$I_{2Н}$ – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н} = 15$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{25} = 0,001 \text{ Ом};$$

Минимальное сечение проводов:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{пр}}}, \quad (83)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ принимаем равным 10 м.

$$S_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов:

$$r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом};$$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом};$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ:

$$W_k \leq (5 \cdot 20,7)^2 \cdot 0,03 = 321,37 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 41,4 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_2 = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_H \geq Z_2$
$B_{кр} = 321,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кн} \geq B_{кр}$
$I_{уд} = 11,882 \text{ А}$	$I_D = 100 \text{ кА}$	$I_D \geq I_{уд}$

9.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Питание обмоток напряжения приборов контроля и учета, аппаратов релейной защиты и автоматики выполняется при помощи трансформаторов напряжения, устанавливаемых в распределительных устройствах. Класс точности для питания счетчиков также как и у трансформаторов тока равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (84)$$

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

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

Результат расчетов по вторичной нагрузке приведен в таблице 18

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	5	1	1	5
Ваттметр	СР-3021	3	2	2	9
Варметр	СТ-3021	3,2	2	2	20,24
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	4,6	2	2	21,16
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	55,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 55,4 \text{ ВА.}$$

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 У3.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19

Таблица 19 – Сравнение каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 55,4 \text{ ВА}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

9.4 Выбор и проверка предохранителей на трансформаторных подстанциях

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ.

Условия выбора плавкого предохранителя:

1) Номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения электрической сети:

$$U_{ном.п} \geq U_{сети}; \quad (85)$$

2) Номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой линии:

$$I_{н.вст} \geq I_p; \quad (86)$$

$$I_{н.вст} \geq \frac{I_n}{2,5}, \quad (87)$$

где I_n - пиковый ток.

Для примера выберем предохранитель для ТП10:

$$0,4кВ \geq 0,4кВ;$$

$$I_{н.вст} \geq 218,54 \text{ А};$$

$$I_{н.вст} \geq \frac{I_n}{2,5};$$

$$I_{н.вст} \geq \frac{5 \cdot 218,54}{2,5} = 437,08.$$

По плавкой вставке на ток $I_{н.вст} = 600 \text{ А}$ выберем предохранитель ПН2-600.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}}; \quad (88)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}; \quad (89)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B. \quad (90)$$

Проверим предохранители ПН2-600 на ТП 5:

Его справочные данные: $I_{\text{отк}} = 25$ кА, $I_B = 600$ А.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 20

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных для проверки выбора предохранителей

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$3 \cdot I_{\text{дл.дон}} = 3 \cdot 613,6$ А	$I_B = 600$ А	$3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \geq I_B$
$I_{\text{но}}^{(3)} = 21,541$ кА	$I_{\text{отк}} = 25$ кА	$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{но}}^{(3)}$
$I_{\text{но}}^{(1)} = 8,794$ кА	$I_B = 1,8$ кА	$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B$

Предохранители выбраны верно.

9.5 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

На ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_p, \quad (91)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета приведены в таблице 21

Таблица 21 - Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{\text{ТП}}$, кВА	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП 10а	214,8	310,037	400	ВА53-37
ТП 10	458,4	661,637	800	ВА53-41
ТП 10б	169,36	243	250	ВА53-35
ТП 82а	364,67	526,356	630	ВА53-39
ТП 82	339,7	490,315	630	ВА53-39
ТП 82б	347	500,851	630	ВА53-39

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}. \quad (92)$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 55 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку приводить не будем.

10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Повреждения элементов системы электроснабжения возможны в условиях их эксплуатации. Устройства релейной защиты это специальные автоматические устройства, которые служат для определения места повреждения и подачи сигнала на их отключение.

10.1 Перечень защит

В настоящее время используют микропроцессорные устройства, которые размещаются непосредственно в шкафах РП внутренней установки, на распределительных пунктах 10кВ как комплекс релейной защиты элементов. Установка производится в ячейках внутренней установки, таких как ввод секции шин, ТН на секции шин, секционный выключатель, отходящее присоединение 10 кВ.

Для трансформатора напряжения в ячейке каждой из секций шин предусматриваются:

1. сигнализация замыкания на землю – для контроля изоляции;
2. контроль правильности эксплуатации трансформатора и его цепей.

На секционном выключателе 10 кВ:

1. максимальная токовая защита с ускорением при автоматическом и ручном включении секционного выключателя;
2. логическая защита шин 10кВ;
3. отключение секционного выключателя при дуговых замыканиях на секциях шин.

На отходящих линиях 10 кВ устанавливаются:

1. двухступенчатая МТЗ, включающая в себя токовую отсечку и автоматическое ускорение;

2. защита от дуговых замыканий в ячейках распределительного устройства 10 кВ.

10.2 Расчет защит

От многофазных замыканий и однофазных замыканий на землю должны быть предусмотрены устройства релейной защиты. Такая защита необходима для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью.

Основной частью элементов электрической сети являются кабельные линии, которые в результате земельных работ могут подвергаться различным механическим воздействиям и перегрузкам.

1. Первая ступень – токовая отсечка

Для быстрого отключения короткого замыкания используют токовую отсечку, являющуюся разновидностью токовой защиты. Существует два вида: отсечки мгновенного действия и с выдержкой времени (примерно 0,3-0,6 с.).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ:

$$I_{то} = K_{н.} \cdot I_{кз.макс}^{(3)}, \quad (93)$$

где $K_{н.}$ - коэффициент надежности.

Определим ток срабатывания отсечки:

$$I_{то} = 1,2 \cdot 12 = 14,4 \text{ кА.}$$

2. Вторая ступень

При увеличении тока в линии выше допустимого значения, определяемого условиями избирательности, срабатывает максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{сз} = \frac{k_{над} \cdot k_{зан}}{k_{возв}} \cdot I_{раб}, \quad (94)$$

где $k_{над}$ - коэффициент надежности защиты, равный 1,2;

$k_{зан}$ - коэффициент запаса, равный 2,5;

$k_{возв}$ - коэффициент возврата, равный 0,9;

$I_{раб}$ - максимальный рабочий ток.

Тогда для проектируемой отходящей линии:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 316 = 1053 \text{ А};$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{раб}}, \quad (95)$$

Тогда для среднеудаленной ТП 10:

$$k_{ч} = \frac{8110}{1053} = 7,7.$$

Коэффициент чувствительности защит должен быть равен не менее двум.

Из расчета видно, что защита проходит по условиям чувствительности.

Чувствительность соответствует заданным условиям.

Окончательные значения уставок уточнятся в процессе эксплуатации.

3. Токовая защита от ЗНЗ

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчетного однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Произведем расчет тока ЗНЗ по следующей формуле:

$$I_{\text{ЗНЗ}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot l_{\Sigma}}{10} = 2,27 \text{ А}, \quad (96)$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинально напряжение сети;

l_{Σ} - суммарная длина кабельных линий 10 кВ.

В нашем случае, ток ЗНЗ равен 2,27 А. Следовательно, данный вид защиты выполняется с действием на сигнал, потому что ток ЗНЗ не превышает значение 5 А.

10.3 Защита трансформатора 10/0,4 кВ

Защита трансформаторов со стороны высокого напряжения выполняется с помощью выключателей нагрузки и предохранителей типа ПКТ – 10.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

После срабатывания предохранителя необходимо снять плавкую вставку или патрон, чтобы подготовить аппарат для дальнейшей работы.

Ценными свойствами плавких предохранителей является простота устройства, относительно низкая стоимость, быстрое отключение цепи при коротких замыканиях, способность предохранителей типа ПК ограничивает ток в цепи при КЗ.

Самыми распространёнными являются кварцевые предохранители. В них патрон заполнен кварцевым песком, где дуга гасится путем удлинения, дробления и соприкосновения с твердым диэлектриком.

Защита трансформаторов ТП со стороны низкого напряжения 0,4 кВ будет выполнена автоматическими выключателями типа ВА.

10.4 Релейная защита ввода

Вводной вакуумный выключатель 10 кВ следует оборудовать комплектным устройством защиты и автоматики, которая обеспечивает следующую защиту - МТЗ с выдержкой времени 1,2 с.

Кроме вышеперечисленных защит на отключение вводного выключателя 10 кВ действует общесекционные защиты и элементы автоматики, к которым относятся:

1. Дуговая защита присоединений;
2. АВР и дуговая защита собственной ячейки.

Комплектные устройства защиты и автоматики вводного выключателя 10 кВ расположены в шкафу ячеек РП 10 кВ. Кроме устройства защиты в шкафу ячеек расположены автоматы питания цепей привод, промежуточное реле внешнего отключения, промежуточное реле гашения поля, преобразователь энергии и тока.

При работе любых защит вводного выключателя 10 кВ сигналы отключения отражаются устройством в виде соответствующей сигнализации на блоке управления и на измерительном блоке, кроме того срабатывает внутренние реле «аварийное отключение» с выдачей сигнала на панель центральной сигнализации и в операторную.

Защита шин секции организована с использованием органа МТЗ с запретом пусковых органов МТЗ присоединений, подключённых к секции. Сигналы от пусковых органов присоединений для блокирования действия защиты шин подаются на вход.

10.5 Автоматика

Устройства защиты и автоматики содержат программную часть выполняющую функцию об АПВ и АВР.

Эффективным мероприятием позволяющим повысить надежность питания электропотребителей, является автоматическое повторное включение (АПВ) элементов электроснабжения, которые были до этого отключены релейной защитой.

При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается, и цепь может быть вновь включена в работу. АПВ двукратного действия предусматривает на отходящих фидерах напряжением не более 10 кВ согласно ПУЭ. АПВ однократного действия предусматривает на вводах напряжением 10 кВ при отдельной работе трансформаторов, необходимой для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, не связанных с внутренними повреждениями трансформатора.

Устройство АПВ выполнено так, что исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившейся при срабатывании релейной защиты, через определенное время (0,5 – 1,5 с) снова включается под напряжением, если нет запрета на включение или причина отключения элемента исчезла.

Устройство АПВ работает в едином комплекте с релейной защитой. При срабатывании релейной защиты на любой отходящей линии от РП выключается выключатель и происходит пуск устройства АПВ, вызывая кратковременное срабатывание. Через некоторый промежуток времени устройство вновь включают линию. Если короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным, и она останется в работе. Если КЗ оказалось устойчивым, то после включения выключателя линия вновь отключается релейной защитой и остается в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом.

Для ускорения восстановления нормального режима работы электропередачи выдержку времени устройство АПВ принимаем минимальной.

Согласно ПУЭ устройство АВР предусматривается для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, которое приводит к обесточиванию электроустановок потребителя и для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройство АВР должно подключать резервный источник питания при исчезновении по любой причине питания от рабочего источника. Исчезновение напряжения на шинах может быть вызвано короткими замыканиями в питающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низкого напряжения и присоединенные к шинам распределительной сети, а также произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора. Включение резервного источника должно происходить после ионизации среды случае неустойчивого короткого замыкания на сборных шинах. Это условие в сетях до 10 кВ выполняется автоматически, так как собственное время включения выбранных выключателей превышает время ионизация среды. Также устройство АВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть устроенным по времени от максимальных токовых защит присоединений. При включении резервного источника неустойчивая КЗ релейная защита должна обеспечивать его отключение от поврежденного участка, чтобы сохранилась питание других присоединений.

Устройство АВР устанавливается на секционных выключателях в РП 10 кВ. Секционный выключатель нормально отключён и включается под действием средств АВР при отключении любого трансформатора на ПС. АВР также срабатывает при обесточивании одной из шин.

Действие устройств АПВ и АВР необходимо согласовать следующим образом. При коротком замыкании на одной из линий поврежденная линия отключается релейной защитой. Устройство автоматики должны попытаться восстановить электроснабжение потребителей от своего источника питания путем

АПВ. В случае успешного АПВ в электроснабжении потребителей восстанавливается и АВР не требуется. Если же АПВ неуспешно, то должно сработать устройство АВР и подключить потребителей К резервному источнику питания. Следовательно, выдержка времени АПВ должно быть меньше, чем у АВР.

11. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАО «ТОРГОВЫЙ ПОРТ БЛАГОВЕЩЕНСК»

Для определения экономической эффективности модернизации ЗАО «Торговый порт Благовещенск» необходимо определить затраты на ее проведение. С этой целью проведен анализ методов, определяющих капиталовложения в кабельные линии, силовые трансформаторы и распределительные пункты, определены затраты, связанные с модернизацией, и их влияние на себестоимость передачи электроэнергии.

11.1 Определение капиталовложений в реконструкцию системы электроснабжения

Реконструкция подстанции связана с привлечением инвестиций в ЗАО «Торговый порт Благовещенск». С этой целью необходимо определить требуемый объем капитальных вложений.

Для ориентировочной, но быстрой оценки величины капитальных вложений в строительство энергетических объектов пользуются приближенными методами, построенными на основе укрупненных показателей стоимости сооружения, подстанций:

$$K_{ЭС} = K_{КЛ} + K_{РП}; \quad (97)$$

Стоимость сооружения КЛ определяется основными ее параметрами: напряжением, типом прокладки, маркой кабелей и конструкцией фазы климатическими условиями:

$$K_{КЛ} = [k_{П} \cdot \sum (L_i \cdot \alpha_i) \alpha_{НВ} + K_{В.ПР} +] \alpha_P; \quad (98)$$

где $k_{П}$ - удельные капитальные затраты на сооружение кабельных линий электропередач, тыс.руб./км;

L_i - длина участка прокладки, км;

α_i, α_p - поправочные коэффициенты, учитывающие условия прокладки:

α_p - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Капитальные затраты на сооружение распределительных пунктов определяются составом оборудования:

$$K_{PI} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{ПОСТ}) \alpha_p, \quad (99)$$

где K_i - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов на трансформаторных подстанциях;

n_i - число единиц перечисленного оборудования;

$K_{ПОСТ}$ - постоянная часть затрат по распределительному пункту.

Удельные капиталовложения - наиболее общие технико-экономические показатели, характеризующие стоимость строительства электрических сетей.

Кабельные линии характеризуются удельными капиталовложениями на 1 км длины и 1 МВт передаваемой мощности:

$$k_L = \frac{K_{ЛЭП}}{L_L}; \quad (100)$$

$$k_P = \frac{K_{ЛЭП}}{P_L}, \quad (101)$$

где L_L - суммарная длина КЛ, км;

P_L - расчетная передаваемая мощность по линии, МВт.

Удельные капиталовложения в РП:

$$k_{PI} = \frac{K_{PI}}{S_{PI}}, \quad (102)$$

где S_{PI} - номинальная мощность распределительного пункта, МВА.

Для характеристики сети в целом используются общие показатели:

$$k_{\text{СЕТ}} = \frac{(K_{\text{КЛ}} + K_{\text{РП}})}{L_{\text{Л}}}; \quad (103)$$

$$k_{\text{СЕТ}} = \frac{(K_{\text{КЛ}} + K_{\text{РП}})}{P_{\text{Л}}}. \quad (104)$$

На величину сметной стоимости строительства электрических сетей, а, следовательно, и на их удельные показатели влияет значительное количество разнообразных факторов, воздействие которых неодинаково для разных энергетических строек.

К числу основных факторов, влияющих на удельные показатели сметной стоимости строительства кабельных линий, относятся геологические, климатические, топографические, электрофизические и конструктивные.

Главное воздействие на удельные показатели сметной стоимости распределительных пунктов оказывают:

- мощность;
- напряжение;
- типы оборудования;
- грунтовые условия на строительной площадке.

На основании выбранного оборудования и изложенной методики определения затрат рассчитаны капиталовложения в реконструкцию электроснабжения ЗАО «Торговый порт Благовещенск»

Результаты расчетов сведены в таблицу 22

Таблица 22 – Капиталовложения в реконструкцию сети 10 кВ

Оборудование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость за 1 шт (км). тыс.руб	Срок службы Тл, год	Итого тыс. руб.
ТМ-250	шт	2	100	20	200
ТМ-630	шт	1	376	20	376
Итого					576
Кабель 10 кВ					
ААБл-103х35	км	5,591	482	25	2,694
Итого					2,694
Всего					3,27

Таким образом, на реконструкцию объектов потребуется 3,27 тыс. руб.

11.2 Определение капиталовложений в реконструкцию РУ 10 кВ РП

Аналогично капиталовложениям в реконструкцию системы электроснабжения, определяются капиталовложения в реконструкцию РУ 10 кВ распределительных пунктов.

Результаты расчетов даны в таблице 23.

Таблица 23 – Стоимость оборудования для реконструируемых РП

Оборудование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость 1шт. тыс.руб	Срок службы Тл, год	Итого тыс.руб
ВВ/ТЕЛ – 10 – 12,5/630 – УЗ	шт	8	80	20	640
ТОЛ-10	шт	5	11,527	20	57,635
НАМИ-10	шт	2	47,725	20	95,45
Всего по РП					793,085

Далее в дипломном проекте определены экономические последствия предлагаемой реконструкции. С этой целью рассматривается порядок форми-

рования себестоимости передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям по экономическим элементам и статьям калькуляции.

11.3 Расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание

Согласно изложенным методам расчета, составлена смета затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание ЗАО «Торговый порт Благовещенск».

Расчеты выполнены с учетом следующих условий:

1. Срок полезного использования кабельных линий принят на основании [27] и составляет 25 лет;
2. Срок полезного использования силовых трансформаторов, выключателей и т.д. принят на основании [27] и составляет 20 лет;
3. Дополнительная численность ремонтно-эксплуатационного персонала не потребуется.
4. Нормы на обслуживание и ремонт кабельных линий приняты в размере 0,4%, силового электрооборудования – в размере 3,7 % от их стоимости.

Тогда ежегодные издержки на амортизацию кабельных линий:

$$I_a^{каб} = \frac{2694}{25} = 107,76 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию силового электрооборудования составят:

$$I_a^{сил.об.} = \frac{576}{20} = 23,04 \text{ тыс.руб.}$$

Итого ежегодные издержки на амортизацию составят:

$$107,76 + 23,04 = 130,8 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на обслуживание и ремонты:

1. Для кабельных линий составят:

$$I_{об}^{каб} = 2694 \cdot 0,4\% = 10,776 \text{ тыс.руб.}$$

2. Для силового электрооборудования составят:

$$I_{об.рем}^{сил.об.} = 576 \cdot 3,7\% = 21,312 \text{ тыс.руб.}$$

3. Итого ежегодные издержки на обслуживание и ремонты вновь вводимого электрооборудования составят:

$$10,776 + 21,312 = 32,088 \text{ тыс.руб.}$$

4. Общая сумма ежегодных затрат на ремонтно – эксплуатационное обслуживание составит:

$$I_{экс} = 130,8 + 32,088 = 162,888 \text{ тыс. руб.}$$

При наличии информации о полезном потреблении электроэнергии потребителями, находящимися в зоне обслуживания реконструируемых электрических сетей, и количественных последствий реконструкции, возможно определение срока окупаемости инвестиций и изменения себестоимости у коммунального предприятия – владельца этих объектов.

Если допустить, что эффект от реконструкции для коммунальных сетей будет заключаться в дополнительном полезном отпуске в объеме 1190 кВт час, то простой срок окупаемости инвестиций составит:

$$T_{ок} = \frac{3270}{1190 \cdot 1,065} = 2,58 \text{ года,}$$

где 1,065 руб/кВт.ч среднеотпускной тариф на электроэнергию.

Полученный результат свидетельствует, что предполагаемая в дипломном проекте реконструкция электроснабжения торгового порта эффективна.

12. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном дипломном проекте рассматривается замена проводов КЛ, поэтому требуется обеспечение безопасности персонала во время производства работ по модернизации сетей напряжением 10 и 0,4 кВ ЗАО «Торговый порт Благовещенск»

Ознакомимся с мерами безопасности при работе с измерительными приборами и монтажными инструментами, при монтаже кабельных линий, а также с правилами техники безопасности при производстве отдельных видов работ.

12.1 Безопасность

Перед рытьем траншей и котлованов, связанных с ремонтом или прокладкой кабеля в зоне расположения подземных сооружений и коммуникаций, необходимо предварительно назначить руководителя работ и получить письменное разрешение на выполнение работ от предприятия или организации, ответственных за эксплуатацию этих сооружений и коммуникаций. К разрешению должен быть приложен план с указанием размещения и глубины заложения коммуникаций.

Перед началом работы под надзором персонала, эксплуатирующего кабеля, организацией, выполняющей земляные работы, должно быть произведено контрольное вскрытие грунта (выполнен шурф) для уточнения расположения и глубины прокладки кабеля и установлено временное ограждение.

При обнаружении не отмеченных на кальках (планах) кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы необходимо срочно прекратить и сообщить об этом ответственному руководителю работ или руководству предприятия, Продолжение работ можно выполнять после получения разрешения от соответствующих организаций и руководства предприятия.

Не допускается производство раскопок землеройными машинами в охранной зоне кабельных линий, т. е. на расстоянии менее 1 м, а также приме-

нение клина-бабы и аналогичных механизмов ударного действия на расстоянии менее 5 м от кабелей.

Разрешается при раскопках применение землеройных машин в пределах охранной зоны кабельных линий только персоналу, эксплуатирующему данные линии.

Применение отбойных молотков для вскрытия покрова над кабелями и землеройных машин для выемки грунта, а также ломов и кирок для рыхления грунта допускается только на глубину, при которой до кабелей остается слой грунта не менее 0,3 м. Дальнейшая выемка грунта должна производиться лопатами.

Траншеи и котлованы при глубине более 1 м следует выполнять с откосами. В случае выполнения отвесных стенок при наличии пьезунов и притока грунтовых вод стенки должны укрепляться досками, стойками и распорками.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда существует угроза обвала, их стены также должны быть надежно укреплены. В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления, но с откосами не менее 15° от вертикальной стенки траншеи.

В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более 1 м в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах, 1,25 м в супесях, 1,5 м в суглинках и глинах.

В плотных связных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м, В этих случаях спуск людей в траншеи запрещен.

В местах траншеи, где необходимо пребывание людей, должны быть устроены крепления или выполнены откосы.

В зимнее время года разработка грунта (кроме сухого) на глубину промерзания допускается без креплений.

Крепление траншей и котлованов глубиной 3 м и более должно быть выполнено инвентарными щитами, предусмотренными типовыми проектами для данного участка кабельной трассы.

Образовавшиеся над траншеей «kozyрьки» и оставшиеся на откосах камни должны быть немедленно обрушены, при этом электромонтажники в это время должны быть выведены из опасных зон.

Котлованы и траншеи должны быть ограждены. На ограждении должны быть предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время — сигнальное освещение. При выполнении аварийно-восстановительных работ необходимо применять освещение на напряжение 12 В. Светильники должны быть установлены на крайних щитах ограждения. Погрузка и разгрузка барабанов с кабелем должны производиться с применением грузоподъемных машин. При перекатке барабанов с кабелем следует принять меры предосторожности против захвата одежды рабочих выступающими частями барабана. Барабан с кабелем необходимо перекатывать электромонтажникам только по горизонтальной поверхности. На пути катящегося барабана находиться электромонтажникам запрещается. Перекатывать кабели непосредственно у бровки траншеи (не ближе 1 м) запрещается. Размотку кабеля необходимо выполнять только в брезентовых рукавицах. При переноске кабеля на плече следует кабель нести на плече, которое при перемещении кабеля обращено в сторону траншеи. При ручной прокладке кабеля число рабочих должно быть таким, чтобы на каждого приходился участок кабеля массой не более 35 кг, при этом все рабочие должны находиться по одну сторону кабеля.

На трассах, имеющих повороты, запрещается при прокладке стоять внутри углов поворота кабеля, а также поддерживать кабель на углах поворота или оттягивать его вручную. Для этой цели в местах поворота должны быть установлены угловые ролики.

При раскатке кабеля с передвигающегося транспортера, кабелеукладчика, со специально оборудованной автомашины или трубоукладчика принимать и укладывать кабель должны не менее 2 чел.

Протягивание кабелей через проемы в стенах допускается при условии нахождения рабочих по обе стороны стены. При протаскивании кабелей через отверстия, междуэтажные перекрытия и трубы необходимо принимать меры предосторожности от попадания рук работающих в проемы или трубы.

Подъем, крепление и рихтовка кабеля, вес 1 м которого более 1 кг, с приставных лестниц и лестниц-стремянки запрещаются.

При протягивании кабеля с помощью лебедок через трубные блоки с промежуточными кабельными колодцами должна быть обеспечена четкая подача команд для рабочих, находящихся в колодцах или камерах, по телефону, радио или через связных рабочих,

Перекладывать кабели и переносить муфты следует после отключения кабельной линии и ее заземления.

Перекладывание кабелей, находящихся под напряжением, допускается в случае необходимости, но только при выполнении следующих условий:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже + 5 оС
- муфты на перекладываемом участке должны быть жестко укреплены досками, которые также жестко скреплены металлическими хомутами;
- при работе должны быть применены диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы: работы должны выполнять электромонтажники, имеющие опыт прокладки кабелей, под надзором руководителя работ, имеющего V группу.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна стенка короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей.

На короба, закрывающие откопанные кабели, необходимо вывешивать предупреждающие плакаты или знаки безопасности. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы и т. п. Подвешивать кабели следует, не допуская их смещения.

12.2 Меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами

При выполнении монтажных работ в сетях напряжением 0.4 и 10 кВ ЗАО «Торговый порт Благовещенск» разрешается применять только исправный ручной инструмент. Ручной инструмент не должен иметь повреждений (трещин, сколов, выбоин) рабочих кромок, заусенцев и зазубрин в месте захвата инструмента рукой работающего, трещин и заусенцев на затылочной части рукояток.

Деревянные рукоятки ручных инструментов должны быть изготовлены из древесины твердых и вязких пород, гладко обработаны и надежно закреплены. На поверхности рукояток не допускаются выбоины и сколы.

Рукоятки молотков и кувалд должны быть заклинены металлическими клиньями. Насадка кувалды производится через нижний конец ручки.

При работе зубилом или другим ручным инструментом для рубки металла следует пользоваться защитными очками с небьющимися стеклами и рукавицами.

Сверлить отверстия и пробивать борозды в стенах, панелях, перекрытиях, в которых может быть расположена скрытая электропроводка, а также выполнять другие работы, при которых может быть повреждена изоляция проводов (кабелей) и установок, следует только после их отключения от источников питания.

Инструмент с изолированными рукоятками применяют для работы под напряжением в электроустановках до 1000 В в качестве основного средства защиты. Изолирующие рукоятки такого инструмента должны быть выполнены в виде чехлов или в виде не снимаемого покрытия и влагостойкого, маслобензостойкого, нехрупкого электроизоляционного материала с упорами со стороны рабочего органа.

Изоляция должна покрывать всю рукоятку, ее длина должна быть не менее 100 мм до середины упора. Изоляция стержней отверток должна оканчиваться на расстоянии не более 10 мм от конца лезвия отвертки.

Изолирующие рукоятки как на поверхности, так и в толще изоляции не должны иметь раковин, сколов, вздутий и других дефектов.

Перед началом работ с электроинструментом необходимо проверить:

- затяжку винтов, крепящих детали электроинструмента
- исправность редуктора, поворачивая рукой шпиндель электроинструмента (при отключенном электродвигателе)
- состояние провода электроинструмента. целостность изоляции, отсутствие излома жил
- исправность выключателя и заземления. Электроинструмент с двойной изоляцией заземления не требует.

Пользоваться неисправным электроинструментом категорически запрещается.

Лицам, пользующимся электроинструментом, запрещается:

- разбирать электроинструмент и производить самостоятельно какой-либо ремонт (как самого инструмента, так и проводов, штепсельных соединений и т.п.);
- держаться за провод электроинструмента или касаться вращающегося режущего инструмента:
- удалять руками стружку или опилки во время работы инструмента или до полной его остановки
- работать с приставных лестниц:
- передавать электроинструмент хотя бы на непродолжительное время другим лицам.

При работе с пиротехническим монтажным пистолетом в связи с его повышенной опасностью исполнитель обязан соблюдать специальные требования безопасности труда, необходимо учитывать, что исполнитель отвечает не только за личную безопасность, но и за безопасность работающих совместно с ним. Заряжать пистолет следует только у места забивки дюбеля и после полной подготовки к выстрелу.

Нельзя направлять пистолет на себя или других лиц независимо от того, заряжен он или нет. При работе на высоте пистолет прикрепляют к поясу проч-

ным ремнем. При этом пользуются только устойчивыми основаниями (леса, вышки) с ограждениями.

Работать с лестниц, стремянок и других малоустойчивых оснований запрещается.

Запрещается забивать дюбель в хрупкие основания, дающие острые осколки (керамику, чугун и т.п.) и твердые разрушающиеся (гранит, базальт, закаленная сталь). При осечке открывать пистолет не разрешается, нужно два-три раза оттянуть спусковой рычаг. При вторичной осечке выдерживают пистолет прижатым к основанию в течение 20 с, затем открывают его удаляют патрон,

Измерения переносимы приборами, должны производиться двумя лицами, причем одно из них должно иметь квалификационную группу не ниже четвертой, другой - не ниже третьей. Все измерения сопротивления в электроустановке производятся при снятом напряжении. Присоединение и отсоединение переносных приборов, требующие разрыва электрически цепей, также должны производиться при полном снятии напряжения.

Мегомметр применяется в электромонтажных работах для измерения сопротивления изоляции электрооборудования, проводов и кабелей. Так как на выходе мегомметра при измерении образуется высокое напряжение, то в это время нельзя прикасаться к неизолированным частям объекта измерения и проводов прибора.

По той же причине, если в электроустановке, где производится измерение, есть элементы, которые могут быть повреждены этим напряжением, например конденсаторы, полупроводниковые приборы, они должны быть отсоединены или закорочены проводом.

Паяльники, находящиеся в рабочем состоянии, должны находиться постоянно в зоне вытяжной вентиляции. При пайке запрещается стряхивать припой. Лишний припой можно снимать только на специальную подставку для паяльника. При коротких перерывах в работе с электропаяльником нужно класть его на специальную подставку с металлическими скобками. При длительных

перерывах и по окончании работы паяльник следует обязательно отключить от электросети.

При выполнении монтажных и пусконаладочных работ сетей напряжением 0,4 и 10 кВ ЗАО «Торговый порт Благовещенск», а также при техническом обслуживании и ремонте технических средств и систем безопасности необходимо использовать паяльники, рассчитанные на питание переменным током напряжением не выше 42 В, от индивидуального трансформатора для каждого рабочего места.

Допускается использование электропаяльников на 220 В, если они получают питание от разделительного трансформатора или через устройство защитного отключения.

В помещении, где производится пайка, запрещается принимать пищу.

При регулировке, проверке и наладке схем контроля, управления, обмена информацией, питания систем безопасности весь применяемый инструмент (отвертки, плоскогубцы, пассатижи и т.п.) изолируют так, чтобы его рабочая (голая) часть не могла перекрыть двух рядом расположенных клемм, зажимов.

При индивидуальном испытании аппаратуры и оборудования систем безопасности соблюдают следующие требования безопасности труда:

- перед пробным включением убеждаются в отсутствии людей вблизи токоведущих частей установки

- пробное включение аппаратуры и оборудования систем безопасности (постановка схемы под напряжение) производят только после тщательной проверки правильности монтажа схемы согласно проекту, надёжности контактных соединений в приборах, аппаратуре, оборудовании, шкафах, соединительных коробках и других элементах схемы.

12.3 Чрезвычайные ситуации

В настоящем проекте, так как ТП относятся к пожаровзрывоопасным объектам, в качестве чрезвычайной ситуации, как наиболее вероятной, рас-

смачивается пожар. Такая чрезвычайная ситуация относится к техногенным ЧС.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте в соответствии с [4]:

1. Первый заметивший возгорание из числа дежурного персонала сетевого участка обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2. Старший дежурный сетевого участка лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3. После определения очага пожара старший дежурный сетевого участка лично или с помощью дежурного персонала обязан создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4. До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший дежурный сетевого участка.

5. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

6. Отключить присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

7. Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

8. Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учётом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности возгорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

9. Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с. Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами

При тушении щитов управления релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

Неотъемлемой частью пожаробезопасности является содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям.

В КРУ-10 кВ, согласно РД 153.-34.0-03.301-00, установлены 2 ручных углекислотных огнетушителя ОУ-5.

На рабочих местах оперативного персонала должны быть:

- инструкции по эксплуатации устройств автоматики пожаротушения
- инструкция по эксплуатации устройств пожарной сигнализации

Инструкции утверждаются главным инженером и пересматриваются не реже 1 раза в 3 года.

12.4 Экологичность

На открытом воздухе на территории подстанции «Портовая» установлены 2 трансформатора.

Необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	10	10-110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, составляет: 60 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 10$ МВА, $U_{ном} = 10-110$ кВ):

$$L_{WA} = 87 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТД, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (105)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (106)$$

$$S = \pi R^2. \quad (107)$$

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (108)$$

где N - количество источников шума (ТД);

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 87} = 90,01, \text{ дБА}.$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде

$$DV_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}; \quad (109)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DV_{L_A})}}{2\pi}};$$
$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90,01 - 60)}}{2\pi}} = 13, \text{ м}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

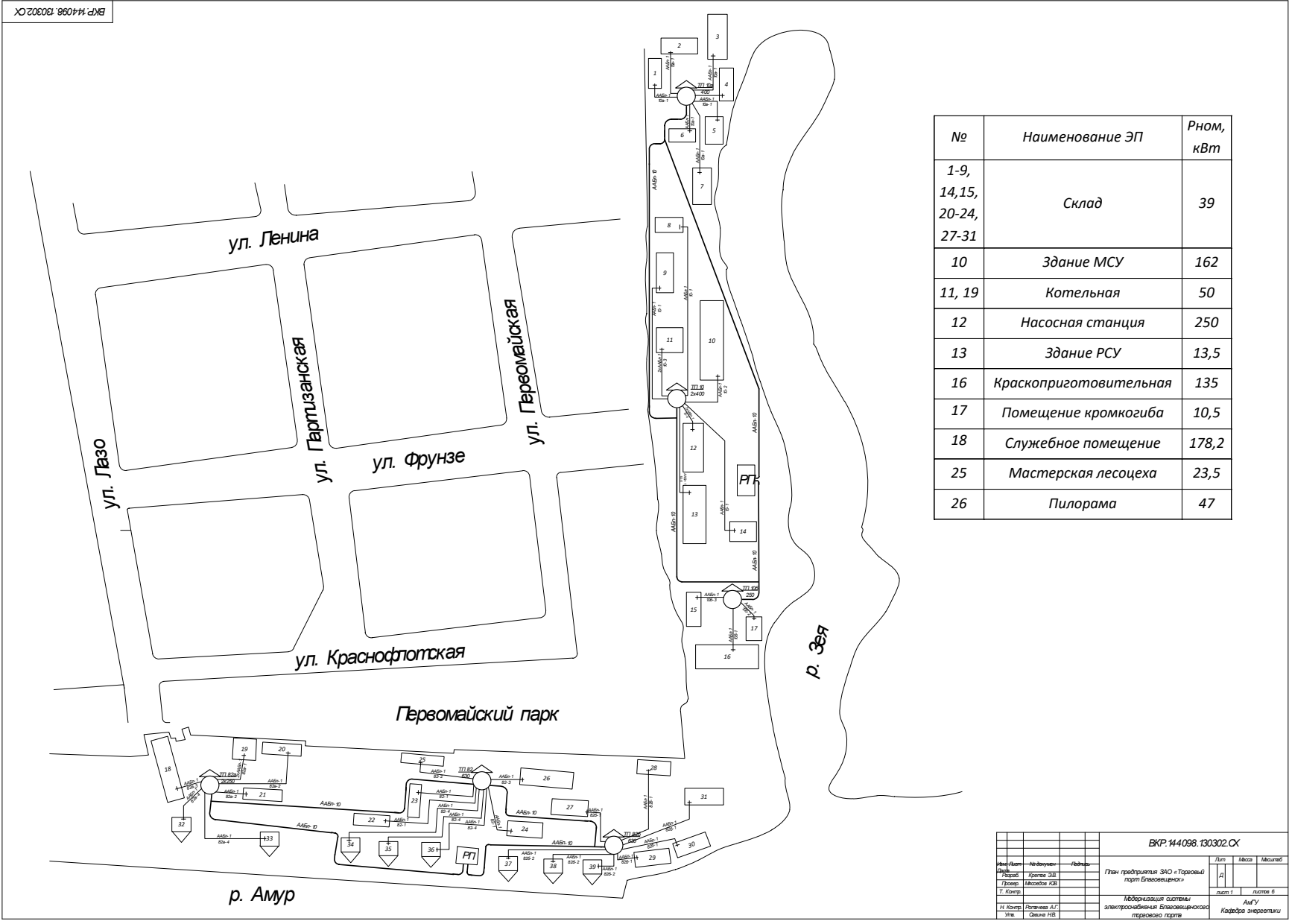
В ходе работы над данным дипломным проектом был выполнен следующий объем работ:

- 1) Посчитаны электрические нагрузки предприятия ЗАО «Торговый порт Благовещенск»;
- 2) Выбрано число и мощность силовых трансформаторов ТП;
- 3) Произведён выбор кабельных линий;
- 4) Произведен расчет токов короткого замыкания и рабочих токов для выбора и проверки электрооборудования;
- 5) Произведен выбор низковольтного оборудования;
- 6) Произведен расчет экономической эффективности модернизации электроснабжения ЗАО «Торговый порт Благовещенск»;
- 7) Рассмотрены основные понятия безопасности и экологичности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

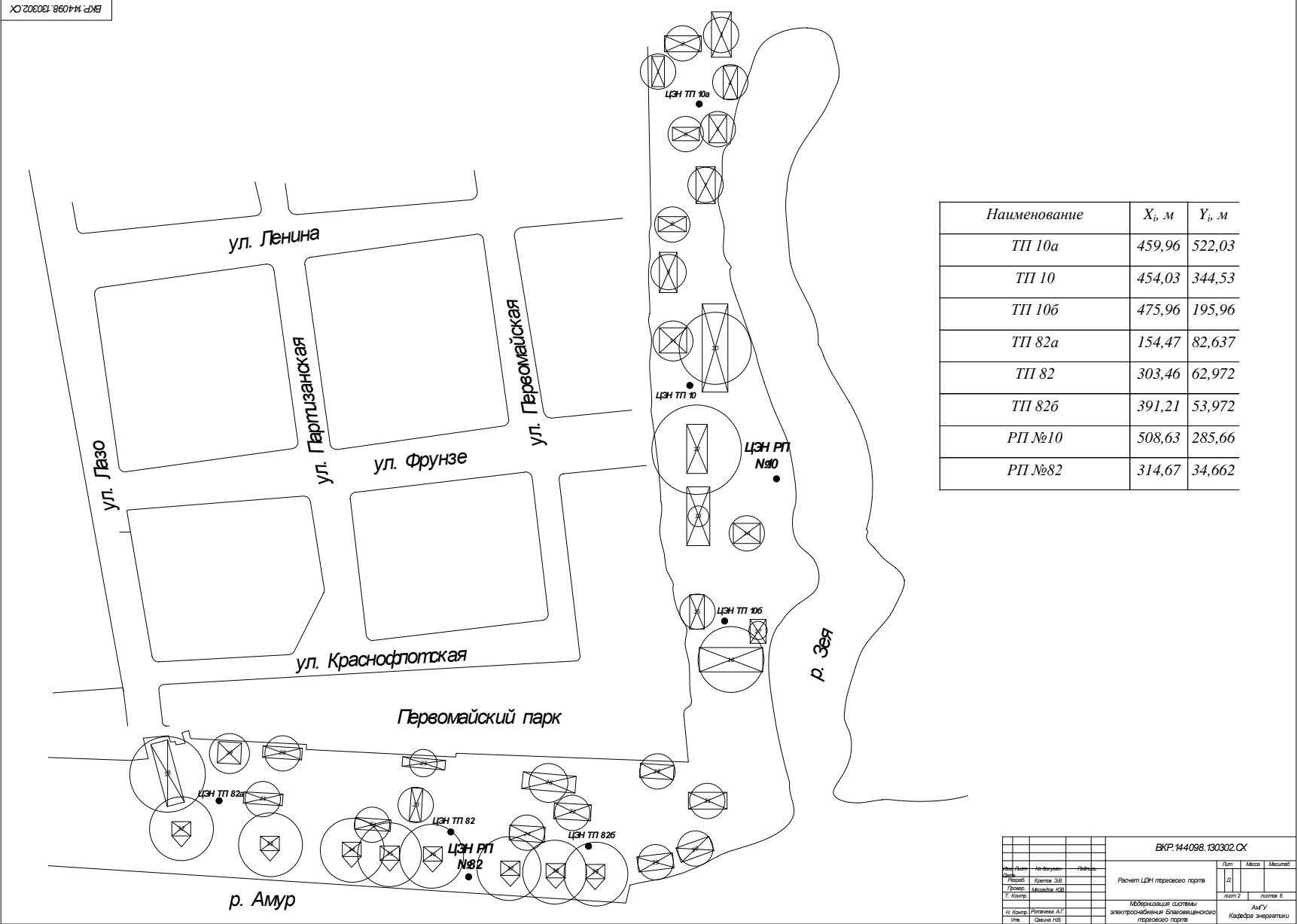
1. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»/Межгосударственный стандарт– М.: Стандартинформ, 2014.
2. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары :ФСК ЕЭС, 2014. –184с.
3. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование промышленных предприятий: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
6. Низковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 22.05.2018).
7. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: ИПКГосслужбы, 2007 г., 64с.
8. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
9. 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
10. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. Расчеты. –М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

11. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2009. – 964 с.
12. ШабадМ.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. –СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.
13. Неклепаев Б.Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 г. – 152 с.
14. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. Изд. 2-е, дополн. – Москва, Высшая школа, 2006. – 255 с.
15. Ополева Г.Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.
16. ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»/ Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
17. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с
18. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
19. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел / ОРГРЭС - М.: СПО Союзтехэнерго, 1995. – 87 с.
20. ПУЭ, 7-е издание.
21. URL: http://www.kgau.ru/distance/etf_02/montag/tema51.htm (дата обращения 04.06.2018).
22. ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
23. ГОСТ 12.1.033-81 (2001) ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.
24. Лазарою Д.Ф., Бикир Н. Шум электрических машин и трансформаторов: Пер. с рум. / Д.Ф. Лазарою, Н. Бикир. – М.: Энергия, 1973. – 271 с.



№	Наименование ЭП	Рном, кВт
1-9, 14,15, 20-24, 27-31	Склад	39
10	Здание МСУ	162
11, 19	Котельная	50
12	Насосная станция	250
13	Здание РСУ	13,5
16	Краскоприготовительная	135
17	Помещение кромкогиба	10,5
18	Службное помещение	178,2
25	Мастерская лесоцеха	23,5
26	Пилорама	47

БКР 144098.130302.01				Лит	Место	Масштаб
Исполнитель	М.Филиппов	Генеральный		Г/лн	Д	лист 1
Проверенный	Кривошея С.В.					
Проектировщик	Масловский Ю.В.			лист 6		
И.И.Контр.	Поповичев А.Г.			АО «Управление энергетикой и электрификацией Бурятия»		АО «Управление энергетикой и электрификацией Бурятия»
Уч.р.	Сидельникова Н.В.			Территориальное управление энергетикой и электрификацией Бурятия		Кадровый отдел



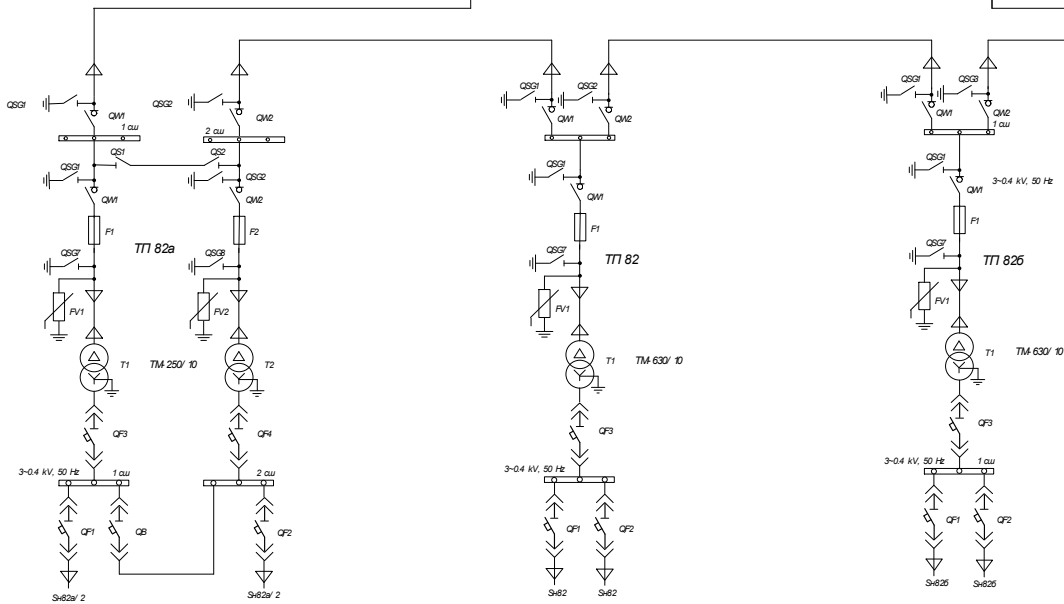
Наименование	X _с , м	Y _с , м
ТП 10а	459,96	522,03
ТП 10	454,03	344,53
ТП 10б	475,96	195,96
ТП 82а	154,47	82,637
ТП 82	303,46	62,972
ТП 82б	391,21	53,972
РП №10	508,63	285,66
РП №82	314,67	34,662

БКР 144098.130302.02			Лист	Масштаб	Масштаб
Исполнитель	Исполнитель	Исполнитель	Лист	Масштаб	Масштаб
Разработчик	Корректировщик	Проверщик	Лист 2	Лист 6	Лист 6
И. Контр.	И. Контр.	И. Контр.	Мобильная система электрооборудования блочного типа		
И. Контр.	И. Контр.	И. Контр.	АМГУ Кадровая энергетика		

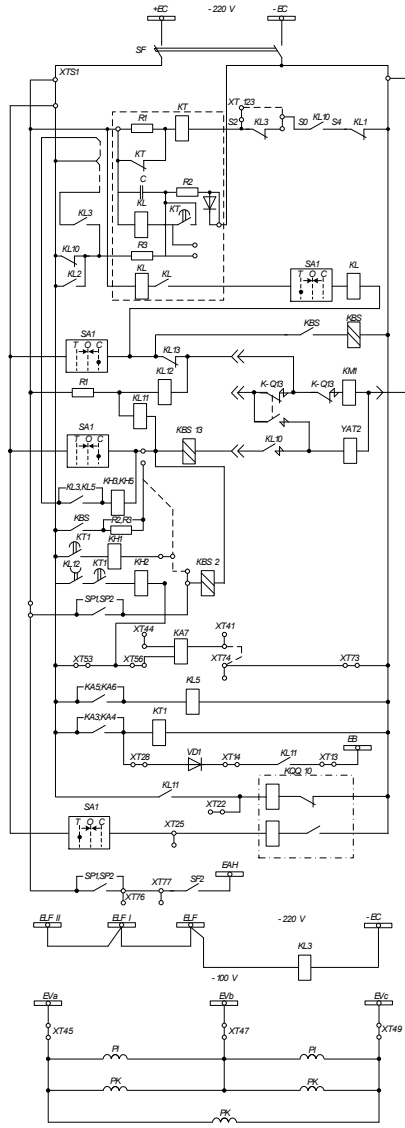
РТТ 10кВ

К подстанции «Портговая»

Номера	1	3	5	7	2	4	6	8
СХ 10кВ								
Назначение	Трансформатор напряжения	КЛ 10 кВ к ТП	Ввод 10 кВ	Осцильный выключатель		Ввод 10 кВ	КЛ 10 кВ к ТП	Трансформатор напряжения
Выключатель, предохранитель	ГКЗ 10У3	БВ ТЕМ - 10 - 12,5/ 630 - У3	БВ ТЕМ - 10 - 12,5/ 630 - У3	БВ ТЕМ - 10 - 12,5/ 630 - У3		БВ ТЕМ - 10 - 12,5/ 630 - У3	БВ ТЕМ - 10 - 12,5/ 630 - У3	ГКЗ 10У3
ТТ, номинальный ток, ТН	НАМИ-10-95 У3	ТОП 10-У3	ТОП 10-У3	ТОП 10-У3		ТОП 10-У3	ТОП 10-У3	НАМИ-10-95 У3
Мерка кабеля, м²		ААЕп - 10 (экв) 0,32 км					ААЕп - 10 (экв) 0,17 км	



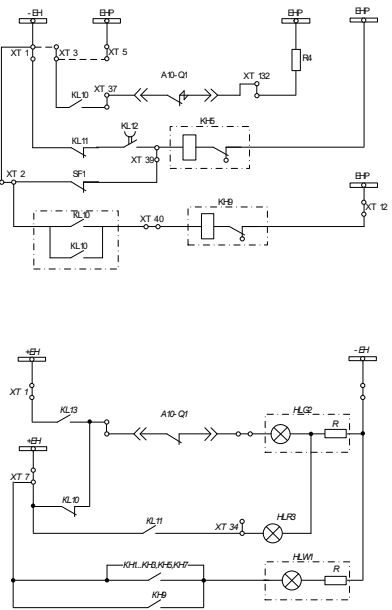
БКР.144098.130302.01						Листов	Масштаб	Масштаб
Исполн.	Лист	Издание	Год	Листов	Листов	Объектная электрическая схема 10 кВ	Лист 3	Листов 6
Разработ.	Колесников	Москва	2013	1				
Провер.	Михайлов							
Листов								
Исполн.	Листов	Листов	Листов	Листов	Листов	Модернизация системы электроснабжения Благовещенского городского округа		Лист 4
Лист	Листов	Листов	Листов	Листов	Листов			Кафедра энергетика



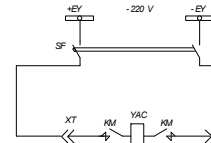
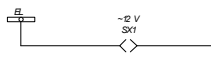
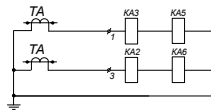
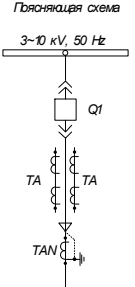
- Шкафы управления и автоматики
- АГВ
- Реле блокировки от микросекунтных включений
- Цели включения и реле «положения включено»
- Цели включения и реле «положения выключено»
- Цели отключения от защиты
- Максимальная токовая отсечка
- Максимальная токовая защита
- Цель блокировки защиты шин
- Реле фиксации включенного положения выключателя
- Защита от дуговых замыканий
- Реле отключения при АЧР
- Цели напряжения

SA1
ГКУЗ-12А 2001

Соединение контактов	Положение рукоятки		
	-45°	0°	+45°
1-2	—	—	×
3-4	—	—	×
5-6	×	—	—
7-8	×	—	—



- Аварийное отключение
- Контроль цепей управления
- Сигнал «Замыкание на землю»
- Лампа «Отключено»
- Лампа «Включено»
- Лампа «Ближний не подает»



- Максимальная токовая защита
- Максимальная токовая отсечка
- Защита от замыкания на землю
- Цели освещения
- Цели электромеханического включения

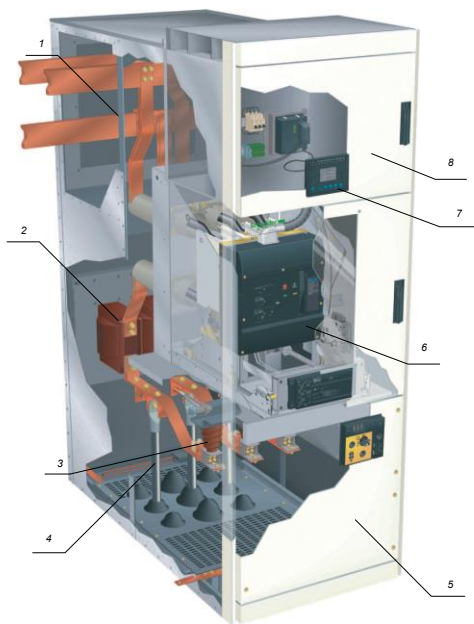
БКР.144098.130302.02

Исполн.	Дат.	Апр. осн.	Подпись	Дата	Листы	Масштаб
Разработчик		Колесов В.И.			Лист 5	Листов 6
Проверен		Михайлов Ю.В.				
Листов						
Листов		Листов 6/7				
Уте		Зачислен на				

Защита кабельной линии 10 кВ

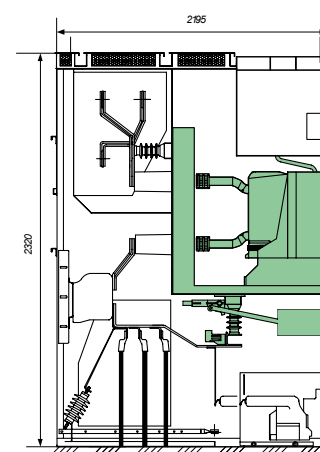
Мобильная система электроснабжения близлежащего городского округа

АИУ
Кафедра энергетика

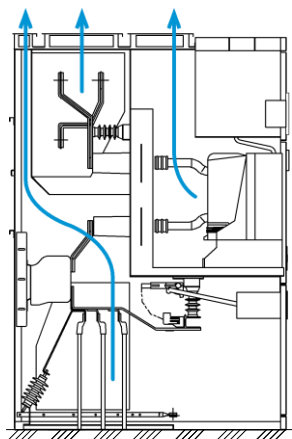


Основные элементы КРУ Schneider Electric NEXIMA:

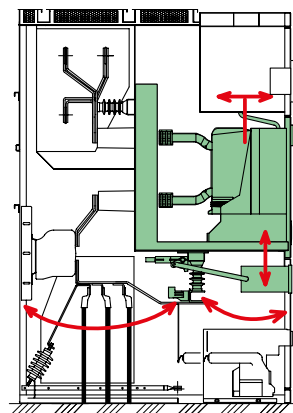
1. Сборные шины
2. Трансформатор тока
3. Заземляющий разъединитель
4. Кабельное присоединение
5. Трансформатор напряжения
6. Автоматический выключатель
7. Блок защиты Serat
8. Отсек низковольтной аппаратуры



Выкатное устройство и заземлитель



Движение газов



Работа блокировок

Основные параметры и характеристики ячеек серии NEXIMA

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10	Номинальный ток термической стойкости, кА	
Номинальное испытательное напряжение промышленной частоты 1 мин, кВ	42	Стойкость в тлении 1 сек	315
Амплитуда напряжения воздушного импульса 10/50 мкс, кВ	75	Стойкость в тлении 3 сек	315
Номинальная частота, Гц	50/60	Амплитудное значение	125
Номинальный ток, А:		Амплитуда выходящей способности заземляющего разъединителя, кА	40
шины	До 2500	Стойкость к внутреннему дуговому разряду, кА	До 25 кА – 0.5 сек
разъединитель	До 2500	Степень защиты	IP 3X (по запросу)
Силовой выключатель	630, 1250, 2500	Границиальная тепловая мощность при частоте, Вт	500

ВКР.144098.130302.0Х						Лист	Масса	Масштаб
Имя/Дат	Исполн	Польза	Дата	Ячейка распределительного пункта		Лист 6	Листов 6	
Разработ	Утвержд							
Проект	Модификация							
Т. Коств	Роговский А.Г.							
И. Коств	Роговский А.Г.			Модернизация системы электроснабжения производственного персонала порта				АМУ
Утвержд	Смирнов Н.В.							Кафедра Энергетики