

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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения станции биологической очистки в поселке Белогорье Амурской области

Исполнитель

студент группы 242-зсб1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Песков

Руководитель

профессор, к.т.н.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

### ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Пескова Юрия Витальевича.

1. Тема магистерской диссертации: Проектирование системы внешнего электроснабжения станции биологической очистки в поселке Белогорье Амурской области

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения (листы): \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель магистерской диссертации: Мясоедов Юрий Викторович, к.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 с, 10 рисунков, 38 таблиц, 1 приложение, 30 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ОШИНОВКА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, ПАРАМЕТР ПОТОВОТКАЗОВ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ.

Объектом разработки принимается система внешнего электроснабжения напряжением 10 кВ станции биологической очистки сточных вод в п.Белогорье Амурской области. В работе рассматриваются варианты выполнения сетей 10 кВ. Цель выпускной квалификационной работы – разработка схемы внешнего электроснабжения напряжением 10 кВ станции биологической очистки сточных вод в п.Белогорье Амурской области. В работе определены уровни токов КЗ в проектируемой сети 10 кВ. Выбраны уставки средств РЗ и А для защиты линий и трансформаторов 10 кВ. Рассчитана надежность сетей аналитическим методом.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика района проектирования	8
2 Расчёт электрических нагрузок	9
3 Внутреннее электроснабжение	12
4 Выбор и проверка трансформаторов ТП	14
4.1 Выбор мощности трансформаторов ТП	14
4.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП	15
5 Компенсация реактивной мощности	18
6 Выбор варианта внешнего электроснабжения	20
6.1 Нагрузки на стороне 10 кВ ТП	20
6.2 Выбор и проверка проводов ВЛ	20
6.3 Техничко-экономическое обоснование варианта сети 10 кВ	25
7 Расчёт электрических нагрузок на ПС «Силикатная»	28
8 Конструктивное исполнение распределительных линий 10 кВ	31
8.1 Самонесущий изолированный провод СИП-3	31
8.2 Устройство защиты от перенапряжений УЗПН	33
8.3 Полимерные изоляторы	35
8.4 Устройство защиты от дуги	37
8.5 Соединительные зажимы типа	39
8.6 Опоры	39
9 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	45
10 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	48
11 Выбор электрических аппаратов ПС «Силикатная»	50
11.1 Выбор КРУ 10 кВ	50
11.2 Выбор выключателей 10 кВ	53
11.3 Выбор разъединителей 10 кВ	56
11.4 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	57

11.5	Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	60
11.6	Выбор ограничителей перенапряжений	62
11.7	Выбор предохранителей для защиты ТН	64
11.8	Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	65
11.9	Выбор изоляторов	67
12	Оборудование комплектных трансформаторных подстанций	69
12.1	Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	69
12.2	Выбор выключателей нагрузки	69
13	Компенсация емкостных токов замыкания на землю	71
14	Релейная защита и автоматика	72
14.1	Описание защиты воздушных линий 10 кВ	72
14.2	Токовая отсечка без выдержки времени	73
14.3	Максимальная токовая защита линий	74
14.4	Защита от однофазных замыканий на землю	76
14.5	Устройства автоматического включения резерва	77
14.6	Защита понижающих трансформаторов ТП	78
14.7	Сигнализация	81
15	Надёжность схемы 10 кВ	83
16	Техника безопасности	90
16.1	Меры безопасности при работе на высоте	90
16.2	Меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами	91
	Заключение	96
	Список использованных источников	97
	Приложение А. Расчёт надёжности сети 10 кВ	100

## ВВЕДЕНИЕ

Уровень развития энергетики и электрификации, как известно, в наиболее обобщенном виде отражает технико-экономический потенциал любой страны [1].

Электрификация играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства России, является стержнем строительства экономики нашего общества.

Актуальность проекта состоит в том, что существует необходимость подключения станции биологической очистки сточных вод в п.Белогорье В рамках данной работы предусматривается проектирование новой схемы 10 кВ для подключения станции биологической очистки одновременно с реконструкцией сетей 10 кВ рассматриваемого района с использованием проводов СИП-3 для увеличения надёжности сетей 10 кВ.

Цель проекта – для потребителей станции биологической очистки сточных вод в п.Белогорье Амурской области спроектировать систему внешнего электроснабжения с учётом характеристик потребителей.

Для этого необходимо выполнить:

1. Расчёт нагрузок.
2. Выбор оптимального варианта сети.
3. Выбрать оборудование, проверить по стойкости к токам КЗ.
4. Выбрать уставки средств РЗА.
5. Рассчитать надёжность сети 10 кВ.
6. Рассчитать заземление ТП.
7. Рассмотреть меры безопасности при эксплуатации ПС.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Office;
- Компас-график;

- Mathcad.

Практическая значимость проекта заключается в том, что принимаемые в работе решения по реконструкции сетей 10 кВ в максимально короткий срок могут:

1. снизить уровни потерь электроэнергии,
2. повысить надёжность сетей 10 кВ,
3. обеспечить соблюдение качества по ГОСТ 32144-2013.

Ожидаемые результаты:

- Выбранные и проверенные сечения проводов сетей 10 кВ;
- Выбранные и проверенные устройства и аппараты 10 кВ устанавливаемые в центре питания;
- Рассчитанные уставки средств РЗА;
- Высокая надёжность реконструируемой сети 10 кВ в связи с использованием оптимальной конфигурации сети.

Ожидаемая эффективность проекта:

- Безотказная работа сети в течении нормативного срока эксплуатации оборудования (20 лет) с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Станции очистки находится в Благовещенском районе, поэтому приводится характеристика всего Благовещенского района в целом, согласно паспорту района, [2].

Благовещенский район расположен в южной части Амурской области, занимает территорию в 2,6 тысяч квадратных километров Зейско–Бурейской равнины. Среди районов Амурской области (по площадям) Благовещенский район является одним из крупных сельскохозяйственных районов.

Климат района резко континентальный. Температура воздуха самого холодного месяца колеблется от -17 до -42 градусов в январе, самого теплого до +35градусов в июле. Среднегодовая сумма осадков 727,6 мм. Летом 621,1 мм, зимой покров снега достигает 110 мм.

Основные направления ветра:

- зимой - северный со скоростью 1 м/сек;
- весной - юго-восточный со скоростью 2 м/сек;
- летом - южный со скоростью 2 м/сек.

Характеристика района дана в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика Благовещенского района

предприятия	20 предприятий всех форм собственности
Численность экономически активного населения	18362 человек
Объем произведенной промышленной продукции	77,6 млн. рублей
Объем сельскохозяйственной продукции	310 млн.рублей
Посевные площади под производство сельскохозяйственных культур	5020 га
Протяженность автомобильных дорог	361 км
коммунальный жилой фонд	120,81 тыс.кв.м..



## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для определения нагрузок существующих КТП используем данные контрольных замеров зимы 2015 года, таблица 2.1.

Таблица 2.1 – Нагрузка существующих КТП

№ ТП	$S_p$ , кВА	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр
ТП 10	638,3	603	210,9
ТП 11	365,5	345,0	120,8
ТП 12	290,9	275	96,1
ТП 25	121,8	115	40,3

Питание электроприемников сооружений повторного использования промывных вод (СПИВ) предусматривается от проектируемых панелей ЩО-1 и ЩО-2 (типа ЩО70). Питание проектируемых панелей осуществляется от I и II секций шин РУ-0,4 кВ проектируемой двухтрансформаторной подстанции 2х1000/10/0,4кВ.

Основными потребителями электроэнергии станции очистки промывных вод являются электроосвещение, системы отопления и вентиляции, силовое, технологическое и противопожарное электрооборудование.

Основные показатели:

- напряжение питающей сети, В – 380/220;
- Установленная мощность (ВРУ-1), кВт – 238,31;
- Установленная мощность электроотопления (электроводонагреватель «Титан-150»), кВт – 300,0.
- Установленная мощность шкафа управления насосами в насосной станции промывных вод (ШУН-1Н), кВт – 240,0.

По заданной установленной мощности потребителей станции, используя коэффициент использования  $K_u$  и коэффициент мощности, определяются суммарная расчётные активная  $P_{pi}$  и реактивная  $Q_{pi}$  мощности нагрузок, [4].

Средняя нагрузка ВРУ-1 насосной определяется как:

$$P_{cp} = P_{уст} \cdot K_{II} ; \quad (2.1)$$

$$P_{cp} = 238,31 \cdot 0,8 = 190,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi ; \quad (2.2)$$

$$Q_{cp} = 190,5 \cdot 0,48 = 91,4 \text{ квар.}$$

Расчётная нагрузка ВРУ-1 насосной определяется при коэффициенте расчётной нагрузки  $K_p = 1$ :

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p ; \quad (2.3)$$

$$P_p = 238,31 \cdot 1 = 238,31 \text{ кВт};$$

$$Q_p = Q_{cp} \cdot K_p ; \quad (2.4)$$

$$Q_p = 91,4 \cdot 1 = 91,4 \text{ квар.}$$

Расчётные силовые нагрузки остальных потребителей показаны в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные силовые нагрузки потребителей насосной

Наименование	$P_{уст}$ , кВт	$K_{II}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
ВРУ-1	238,10	0,8	190,48	91,4
электроотопление	300	0,95	285,00	57,0
шкаф управления насосами	211	0,8	168,8	86,9
всего	749,1		644,3	235,4

Нагрузка освещения здания насосной рассчитывается по формулам:

$$P_{P_{осв}} = S_{зд} \cdot P_{осв\ уд} ; \quad (2.5)$$

$$P_{P_{осв}} = 1200 \cdot 0,011 = 13,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{P_{осв}} = P_{P_{осв}} \cdot tg\varphi_{осв} , \quad (2.6)$$

$$Q_{P_{осв}} = 13,2 \cdot 0,24 = 3,17 \text{ квар,}$$

где  $S_{зд}$  - площадь здания, 1200 м<sup>2</sup>;

$P_{осв\ уд}$  - удельная мощность осветительной установки, 0,011 кВт/м<sup>2</sup>.

$tg\varphi_{осв}$  - коэффициент мощности светодиодных светильников, принимается 0,24.

Для освещения внутренней территории насосной станции принимаем светильники с лампами ДнАТ-125 при плотность осветительной нагрузки 0,005 кВт/м<sup>2</sup>:

$$P_{P\ осв} = S_{терр} \cdot P_{осв\ уд} ;$$

$$P_{P\ осв} = 2000 \cdot 0,005 = 10 \text{ кВт};$$

$$Q_{P\ осв} = P_{P\ осв} \cdot tg\varphi_{осв},$$

$$Q_{P\ осв} = 10 \cdot 0,24 = 2,4 \text{ квар},$$

где  $S_{терр}$  - площадь здания, 2000 м<sup>2</sup>;

$P_{осв\ уд}$  - удельная мощность осветительной установки, 0,005 кВт/м<sup>2</sup>.

$tg\varphi_{осв}$  - коэффициент мощности светильников, принимается 0,24.

Суммарная расчётная нагрузка насосной по формулам, [3]::

$$P_p = \Sigma P_p ; \tag{2.7}$$

$$P_p = 190,48 + 285,00 + 168,8 + 13,2 + 10 = 667 \text{ кВт};$$

$$Q_p = \Sigma Q_p ; \tag{2.8}$$

$$Q_p = 91,4 + 57,0 + 86,9 + 3,17 + 2,4 = 241 \text{ квар}.$$

### 3 ВНУТРЕННЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Для электроснабжения потребителей станции очистки промывных вод, силового щита ЩС-2-3, шкафа управления насосами ШУН-17Н принято вводное устройство типа ВРУ-1-19-90-УХЛ4 с АВР. В качестве распределительного устройства принят шкаф типа ШР73710-22У3. Вводно-распределительное устройство предусмотрено установить в электрощитовой станции очистки промывных вод. Учет электроэнергии предусмотрен общий – на вводе ВРУ. Принят счетчик электрический электронный типа ЦЭ6850М.

Электроснабжение щита управления (ЩУ) электроводонагревателем с АВР «Титан-150» и шкафа управления насосами ШУН-1Н предусматривается от проектируемых панелей ЩО-1 и ЩО-2 и представлено на чертежах марки 2011/09-05-И-2-6-ЭС.

По надёжности электроснабжения потребители электроэнергии здания в соответствии с требованиями глав ПУЭ-2008 1.2.17...1.2.20 отнесены:

- к III категории — рабочее освещение;
- к I категории – аварийное освещение, вентиляционные и противопожарные системы, технологическое оборудование.

Качество электроэнергии в распределительных сетях должно отвечать требованиям ГОСТ 32144-2013. Колебания напряжения в питающей сети от работы электроприемников с резкими изменениями активной и реактивной мощности не выходят за пределы допустимого.

Для обеспечения электроэнергией электроприёмников в рабочем режиме в системе электроснабжения предусматриваются следующие мероприятия:

- коэффициент загрузки силовых питающих трансформаторов на подстанции не должен превышать значения 0,7;
- сечения питающих линий должны обеспечивать питание распределительных устройств в аварийном режиме;

- электрооборудование распределительных сетей должно быть размещено в помещениях с нормальной средой эксплуатации и возможности проведения его ревизии и ремонта.

Для экономии электроэнергии предусмотрено устройство электроосвещения светильниками с энергосберегающими лампами. Вместо ламп накаливания приняты светодиодные светильники марки Оптолюкс-лайн 150. Данные светильники подвесного типа светодиодные номинальной мощностью 30 Вт. Степень защиты IP20 (защита от прикосновения к токоведущим частям и каплезащищённые). Также для экономии управление освещением предусмотрено по месту. Для насосной необходимая плотность осветительной нагрузки со светодиодными светильниками находится в пределах 11 - 18 Вт/м<sup>2</sup> с учётом подвеса светильников на высоте от 0,5 до 2 м. Использование светодиодных светильников является энергосберегающим мероприятием, так как люминесцентные светильники применяются с плотностью 30-50 Вт/м<sup>2</sup>.

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

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

### 4.1 Выбор мощности трансформаторов ТП

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП-1:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}}{n_T \cdot K_C}, \quad (4.1)$$

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{667^2 + 241^2}}{2 \cdot 0,7} = 507 \text{ кВА},$$

где  $S_{ТП}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1, по таблице 2.1, кВА;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_C$  - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый 0,7.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной, выбирается трансформатор ТМ-630/10.

Выбранный трансформатор проверяется по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП-15:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{S_P}{S_{НОМТР} \cdot N_{ТР}}; \quad (4.2)$$

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{667^2 + 241^2}}{630 \cdot 2} = 0,56 \geq 0,5;$$

$$K_{3na} = \frac{S_p}{S_{НОМТР} \cdot (N_{ТР} - 1)}. \quad (4.3)$$

$$K_{3na} = \frac{\sqrt{667^2 + 241^2}}{630 \cdot (1)} = 1.13 \leq 1,4.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Проверка трансформаторов по нагрузке

№ ТП	S <sub>p</sub> , кВА	N <sub>тр</sub>	K <sub>загр</sub>	S <sub>расч</sub> , кВА	S <sub>НОМ</sub> , кВА	K <sub>загр</sub> факт	K <sub>загр</sub> авар
ТП 10	638,3	2	0,7	456	630	0,51	1,01
ТП 11	365,5	1	0,8	457	400	0,91	0,91
ТП 12	290,9	1	0,8	364	400	0,73	0,73
ТП 25	121,8	1	0,8	152	160	0,8	0,8
ТП 1	709,5	2	0,7	507	630	0,56	1,13

Все трансформаторы выбраны и проверены правильно.

#### 4.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (4.4)$$

где  $\Delta P_X$  - активные потери холостого хода, справочная величина;

$\Delta P_K$  - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (4.5)$$

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

$\Delta Q_K$  - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (4.6)$$

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

$I_x$  - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (4.7)$$

где  $U_K$  - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в [5] и сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Паспортные данные трансформаторов

Марка ТМ	$\Delta P_X$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$I_X$ , %
160	0,56	2,65	4,5	2,4
400	1,05	5,5	4,5	2,1
630	1,56	7,6	5,5	2

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП-25,  $S_{НОМ} = 160$  кВА:

$$\Delta P_T = 0,56 + 0,8^2 \cdot 2,65 = 2,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_X = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_K = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_T = 3,84 + 0,8^2 \cdot 7,2 = 8 \text{ кВАр}.$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, и сведём результат в таблицу 4.3.



Таблица 4.3 – Потери мощности в трансформаторах

№ ТП	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВт
ТП 10	3,5	21,5
ТП 11	5,6	23,4
ТП 12	4,0	17,9
ТП 25	2,1	8,0
ТП 1	4,0	23,6

## 5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Компенсация реактивной мощности направлена в основном на экономию (уменьшение потерь) при эксплуатации распределительных сетей и одновременно на улучшение качества напряжения.

Передача реактивной мощности, необходимой для работы распределительных сетей, по передающим сетям затрудняет эксплуатацию их не только из-за экономических, но и из-за технических последствий, существенно затрудняющих регулирование напряжения в передающих сетях.

Для нахождения наилучшего решения приходится сопоставлять стоимость установки конденсаторов и дополнительной аппаратуры к ним (с учетом расходов на эксплуатацию) с экономией на стоимости потерь в распределительных и передающих сетях.

Целесообразность в компенсации реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП обоснована меньшей величиной энергии, поступающей по стороне 10 кВ в сеть 0,4 кВ.

Определим требуемую мощность компенсирующих устройств для ТП-10, [4]:

$$Q_{KV}^{треб} = Q_p - P_p \cdot tg \varphi_{нд} \quad (5.1)$$

где  $tg \varphi_{нд}$  - предельно допустимый по [6] коэффициент для шин 0,4 кВ, принимается 0,35.

$$Q_{KV}^{треб} = 210,9 - 603 \cdot 0,35 = 0 \text{ КВАр}.$$

Для ТП 10 батареи конденсаторов не выбираются. Для остальных ТП расчёт проводится аналогично, результат в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Компенсация реактивной мощности на КТП

№ ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$Q_{ку\ треб}$ , квар	$Q_{ку\ факт}$ , квар	примечание
ТП 10	603	210,9	0,0	0,0	КРМ не требуется
ТП 11	345,0	120,8	0,0	0,0	КРМ не требуется
ТП 12	275	96,1	0,0	0,0	КРМ не требуется
ТП 25	115	40,3	0,0	0,0	КРМ не требуется
ТП 1	667	241	7,3	10,0	Применяется АУКРМ-10-2,5-0,4 УХЛ1

На шинах 0,4 кВ ТП-1 устанавливаем автоматические батареи конденсаторов АУКРМ-10-2,5-0,4 УХЛ1.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для ТП-1:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{КУ}^{факт} . \quad (5.2)$$

$$Q_{неск} = 241 - 10 = 231 \text{ квар} .$$

где  $Q_{КУ}^{факт}$  - фактическая мощность компенсирующих устройств, квар.

## 6 ВЫБОР ВАРИАНТА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 6.1 Нагрузки на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к стороне 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах, для ТП 1, кВА:

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + \Delta Q_{ТП})^2} \quad (6.1)$$

$$S_{10кВ ТП} = \sqrt{(667 + 4)^2 + (241 + 23.6)^2} = 734$$

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 10 кВ сведём в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Нагрузка ТП на стороне 10 кВ

№ ТП	P <sub>пр</sub> , кВт	Q <sub>пр</sub> , кВАр	S <sub>пр</sub> , кВА
ТП 10	610	254	660
ТП 11	351	144	379
ТП 12	279	114	301
ТП 25	117	48	127
ТП 1	675	288	734

### 6.2 Выбор и проверка проводов ВЛ

Составлены варианты подключения проектируемой ТП-1. В качестве источника питания рассматриваются шины 10 кВ ближайшей к территории насосной ПС «Силикатная» 110/35/10 кВ.

Схема подключения проектируемой ТП в обоих вариантах предполагает реконструкцию ф-8 ПС «Силикатная» и подключение к резервной ячейке КРУ 10 кВ питающей подстанции. Учтено наличие статуса сетевой организации.

Вариант 1:

По конфигурации схема является петлевой. Голый провод в сети 10 кВ заменяется на СИП-3. Участок ВЛ до ТП-12 демонтируется. Разрыв петли предусмотрен на ТП-10

Вариант 2:

По конфигурации схема является петлевой и резервированной магистральной. Рассматриваем вариант выполнения резервированной ВЛ до ТП-12 и далее до проектируемой ТП-1. Участок ВЛ до ТП-12 демонтируется.

Необходимо провести технико – экономическое сравнение. В рассмотрение принимаем 2 варианта, показанные на рисунках 6.1-6.2.

Выбор проводников в каждом из вариантов проводим по условию нагрева длительно допустимым током:

$$I_{p \text{ МАК}} \leq I_{\text{доп}} \quad (6.2)$$

Определяем суммарную нагрузку участка сети ПС-ТП-25-ТП-10-ТП-11:

$$P_p = 610 + 351 + 117 = 1077 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 254 + 144 + 48 = 446 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{1077^2 + 446^2} = 1166 \text{ кВА};$$

Расчетный ток определяется по формуле, [4]:

$$I_{p1} = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (6.3)$$

$$I_{p1} = \frac{1126}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 67 \text{ А}.$$

Для воздушной линии выбираем провод СИП-3 (3x35) по  $I_{\text{доп. справ}} = 200 \text{ А}$ .

Условие выбора:

$$67 \leq 200 \text{ А}.$$

Условие выбора выполняется. Для остальных участков сети 10 кВ результаты выбора проводов представлены в таблице 6.2.

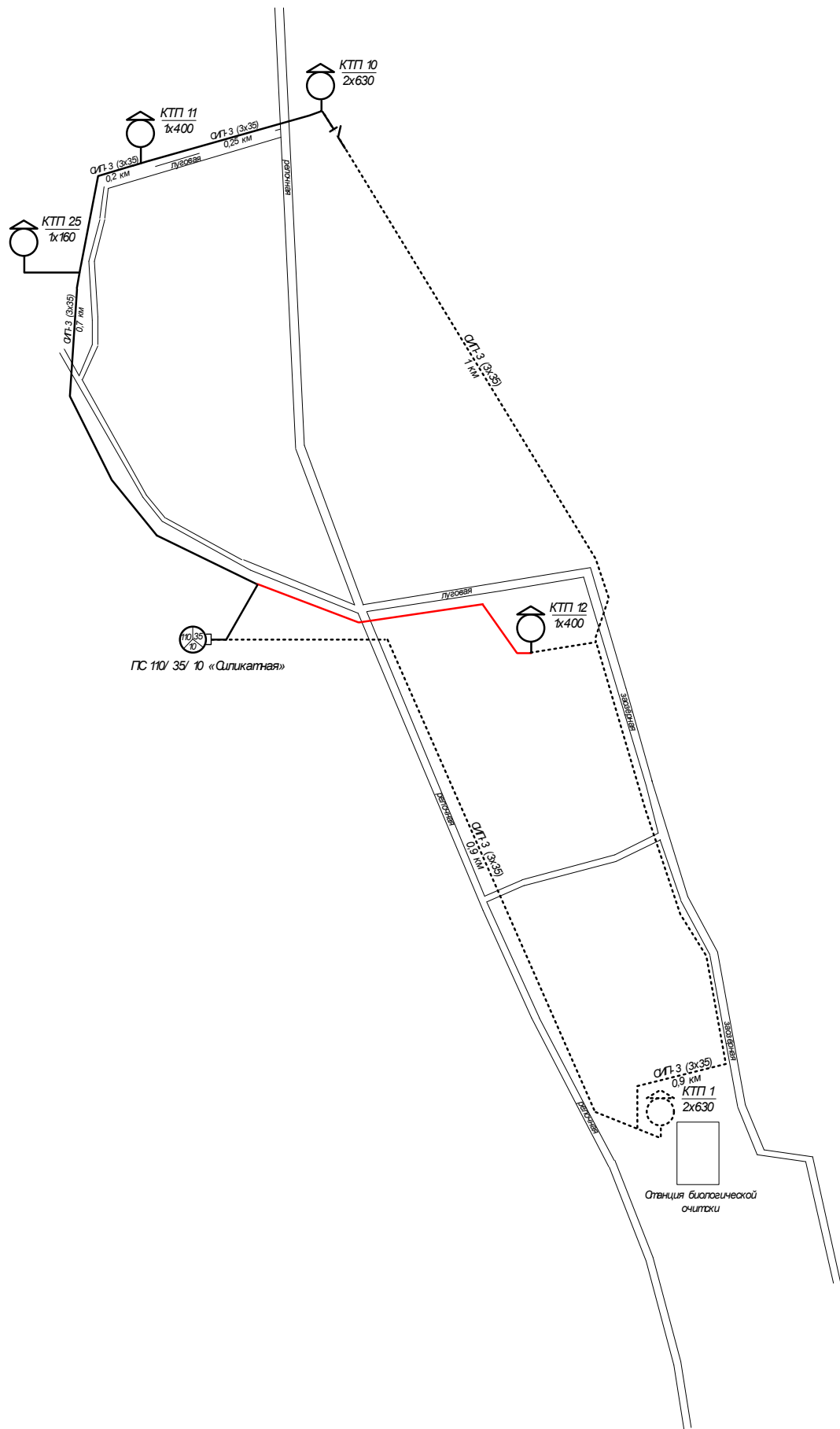


Рисунок 6.1 – Вариант схемы сети 10 кВ №1

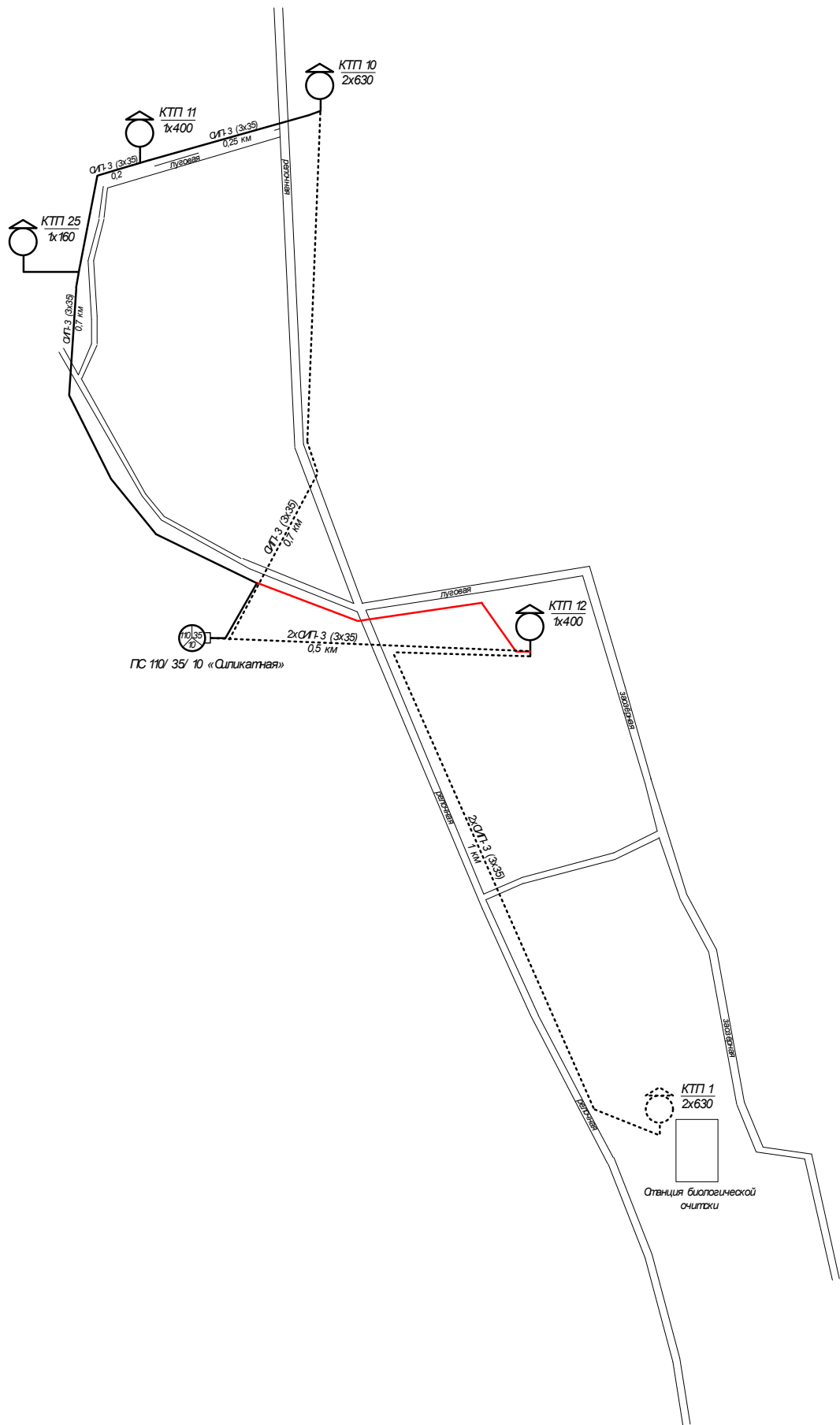


Рисунок 6.2 – Вариант схемы сети 10 кВ №2

Таблица 6.2 – Выбор проводов

Питаемые ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$I_{p\text{ ВЛ}}$ , А	$I_{\text{ДОП ВЛ}}$ , А	$L$ , км	$F_{\text{ ВЛ}}$ , мм <sup>2</sup>
ТП 25-11-10 (вариант 1)	1077	446	67	200	1,2	35
ТП 1-12 (вариант 1)	954	402	60	200	1,8	35
обрыв головного участка до ТП 25 (вариант 1)	2031	848	127	200	3,3	35
ТП 25-11-10 (вариант 2)	1077	446	67	200	1,3	35
ТП 12-1 (вариант 2)	954	402	60	200	1,5	35
ТП 12-1 (вариант 2) обрыв цепи	954	402	60	200	1,5	35

Проверка по потере напряжения для линии ТП 25-11-10 выполняется по выражению:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot R_l + Q_p \cdot X_l) \cdot 100\%}{U_H^2 \cdot 10^{-3}}, \quad (6.4)$$

$$\Delta U = \frac{(1077 \cdot 1.13 + 446 \cdot 0.12) \cdot 100\%}{10^2 \cdot 10^{-3}} = 1.3\%$$

где  $R_l$  - активное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$R_l = r_{\text{уд}} \cdot l,$$

$$R_l = 0,986 \cdot 1.2 = 1.13,$$

где  $r_{\text{уд}}$  - удельное активное сопротивление воздушной линии, 0,986 Ом\*км, [7];

$l$  - длина линии, по плану 1,2 км;

$X_l$  - реактивное сопротивление воздушной линии, Ом;

$$X_l = x_{\text{уд}} \cdot l,$$



$$X_l = 0.1 \cdot 1.2 = 0.12,$$

где  $x_{уд}$  - удельное реактивное сопротивление воздушной линии, 0,1 Ом\*км,;

Выбранные провода воздушной линии проходят по условиям проверки.

Результаты проверки представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Проверка кабелей внутреннего электроснабжения

Питаемые ТП	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВАр	L, км	R <sub>ВЛ</sub> , Ом/км	X <sub>ВЛ</sub> , Ом/км	ΔU <sub>ВЛ</sub> , %
ТП 25-11-10 (вариант 1)	1077	446	1,2	0,986	0,10	1,3
ТП 1-12 (вариант 1)	954	402	1,8	0,986	0,10	1,8
обрыв головного участка до ТП 25 (вариант 1)	2031	848	3,3	0,986	0,10	6,8
ТП 25-11-10 (вариант 2)	1077	446	1,3	0,986	0,10	1,4
ТП 12-1 (вариант 2)	954	402	1,5	0,986	0,10	0,7
ТП 12-1 (вариант 2) обрыв цепи	954	402	1,5	0,986	0,10	1,5

Наибольшая потеря напряжения по первому варианту составляет 6,8%, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 по медленному изменению напряжения, [8].

### 6.3 Технико-экономическое обоснование варианта сети 10 кВ

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (6.5)$$

где  $E_H = 0,1$  - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком, [9];

$K_{ВЛ}$  и  $K_{ВЫКЛ}$  - стоимость ВЛ и выключателей соответственно, [10];

$C_0 = 1.71$  руб/кВт\*ч – стоимость потерь электроэнергии для Амурской об-

ласти на 2016 год, [11];

$A$  - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9\%$ ,  $a_{ам.ЛЭП} = 0,4\%$ , [12];

$\Delta W_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛ.

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{ВЛ} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (6.6)$$

где  $P_{Л}$  – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$  – потоки реактивной мощности по линии, МВАр;

$R, X$  – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

$T$  – число часов.

Проводим сравнение вариантом по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы. Результаты расчёта сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Выбор схемы электрических соединений для сети 10 кВ

№ Варианта	1	2
Количество выключателей 10 кВ, шт	2	4
Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб	450	450
Капиталовложения в выключатели, тыс руб	900	1800
Протяженность ВЛ 10 кВ сечением 35 мм <sup>2</sup> , км	3,95	4,95
Стоимость ВЛ сечением 35 мм <sup>2</sup> , тыс. руб.\км	162	162
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	639,9	801,9
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	2,6	3,2
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	53,1	106,2
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	77,0	130,1
Потери электроэнергии, кВт*ч	301648	216213,77
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт*ч	1,71	1,71
Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб	516	370
Приведенные затраты, тыс руб	764	804

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант №1 дешевле на 5%, чем вариант №2. Для дальнейшей разработки принимаем вариант №1.

## 7 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ПС «СИЛИКАТНАЯ»

Необходимо оценить загрузку трансформаторов на пс «Силикатная» после подключения участка реконструируемой сети с учётом перспективного роста нагрузки.

Определяем прогнозную активную нагрузку на стороне 10 кВ по фидеру №8 на 2021 год (перспектива 5 лет) по формуле, кВт:

$$P_{\text{прогн}}^{10} = P_{\text{расч}}^{10} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^5, \quad (7.1)$$

$$P_{\text{прогн}}^{10} = 2031 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 = 2052,$$

где  $\Sigma$  - прирост нагрузки, принимается 2%.

Нагрузка ПС на стороне 35 кВ принимается по максимальной нагрузке в день зимнего контрольного замера питаемых по стороне 35 кВ ПС «Петропавловка», «Березовка», «Новотроицкая»:  $P_{\text{макс}}^{35} = 6390$  кВт,  $Q_{\text{макс}}^{35} = 1700$  квар. По формуле (48) определяется прогнозная нагрузка на стороне 35 кВ для 2021 года, кВт:

$$P_{\text{прогн}}^{35} = P_{\text{макс}}^{35} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^{10}.$$

$$P_{\text{прогн}}^{35} = 6390 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^{10} = 6454.$$

Необходимо учесть существующую нагрузку по стороне 10 кВ по данным контрольного замера  $P_{\text{дкз}}^{10} = 4600$  кВт,  $Q_{\text{дкз}}^{10} = 1780$  кВт,

Расчётная мощность на ПС «Силикатная» определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_{\Sigma})^2 + (Q_{\Sigma})^2}, \quad (7.2)$$

$$S_p = \sqrt{(13106)^2 + (4328)^2} = 13802 \text{ кВА},$$

где  $P_{\Sigma} = P_{\text{прогн}}^{10} + P_{\text{дкз}}^{10} + P_{\text{макс}}^{35}$ ,

$$P_{\Sigma} = 2052 + 6454 + 4600 = 13106 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{прогн}}^{10} + Q_{\text{макс}}^{35} + Q_{\text{дкз}}^{10},$$

$$Q_{\Sigma} = 848 + 1780 + 1700 = 4328 \text{ квар},$$

$P_{\text{прогн}}^{10}$ ,  $Q_{\text{прогн}}^{10}$  - нагрузка на стороне 10 кВ, кВт, квар;

$P_{\text{макс}}^{35}$ ,  $Q_{\text{макс}}^{35}$  - нагрузка на стороне 35 кВ, кВт, квар;

$P_{\text{дкз}}^{10}$ ,  $Q_{\text{дкз}}^{10}$  - нагрузка дня контрольного замера по стороне 10 кВ.

Для увеличения пропускной способности питающих линий и уменьшения потерь электроэнергии рассчитаем необходимую мощность батарей конденсаторов на стороне 10 кВ:

$$Q_{\text{треб БК}} = (Q_{\text{прогн}}^{10} + Q_{\text{дкз}}^{10}) - (P_{\text{прогн}}^{10} + P_{\text{дкз}}^{10}) \cdot \text{tg}\varphi_{\text{пред}}, \quad (7.3)$$

$$Q_{\text{треб БК}} = (848 + 1700) - (2052 + 4600) \cdot 0,4 = -112 \text{ квар},$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$  - предельное значение коэффициента реактивной мощности при подключении потребителя к шинам 10 кВ ПС, равно 0,4 по [13] для напряжения 6-20 кВ.

Компенсация реактивной мощности не проводится.

На ПС «Силикатная» установлены трансформаторы ТДТН-10000/110.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_{\text{ном}}}.$$

$$K_3 = \frac{13802}{2 \cdot 10000} = 0,69$$

Трансформаторы загружены оптимально до 2021 года. Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме равен

$$K_3 = \frac{S_P}{S_{ном}}$$

$$K_3 = \frac{13802}{10000} = 1,38$$

что допустимо.

## 8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 кВ

### 8.1 Самонесущий изолированный провод СИП-3

Самонесущий изолированный провод СИП-3 - одножильный провод, в котором уплотненная жила из алюминиевого сплава АВЕ имеет изоляционный покров из сшитого полиэтилена (СИП-3 по ГОСТ Р 52373, ТУ ВУ 300528652.007-2006 АВС [BS 7870-5], NFA2X [DIN VDE 0274]), [13].

Конструкция:

Токопроводящая жила — скручена из круглых проволок из алюминиевого сплава, уплотненная, имеет круглую форму. Число проволок в токопроводящей жиле, ее наружный диаметр и электрическое сопротивление указаны в таблице:

Изоляция — впрессована из светостабилизированного сшитого полиэтилена черного цвета. Номинальная толщина изоляции защищенных проводов на номинальное напряжение 10-20 кВ — 2,3 мм, на номинальное напряжение 35 кВ - 3,5 мм. Нижнее предельное отклонение от номинальной толщины изоляции —  $(0,1 + 0,1 \times \text{бн})$  мм, где бн - номинальная толщина изоляции. Верхнее предельное отклонение не нормируется.

Провода защищенные марки СИП-3 предназначены для применения в воздушных линиях электропередачи на напряжение 6-20 кВ и 35 кВ.

Технические характеристики:

-Провода стойки к воздействию температуры окружающей среды от -60°C до +50°C.

-Провода стойки к монтажным изгибам, к воздействию солнечного излучения.

-Монтаж проводов производится при температуре окружающей среды не ниже -20°C.

-Радиус изгиба при монтаже и установленного на опорах провода не ме-

нее  $10D$ , где  $D$  - наружный диаметр провода.

-Удельное объемное сопротивление защитной изоляции при длительно допустимой температуре нагрева токопроводящих жил не менее  $1 \times 10^{12}$  Ом·см.

-Пробивное напряжение защитной изоляции после выдержки в воде при температуре  $[+20 \pm 5]^\circ\text{C}$  в течение не менее 1 ч не менее 24 кВ частотой 50 Гц.

-Допустимый нагрев токопроводящих жил при эксплуатации не должен превышать  $+90^\circ\text{C}$  в нормальном режиме эксплуатации и  $+250^\circ\text{C}$  — при коротком замыкании.

-Допустимые токовые нагрузки проводов, рассчитанные при температуре окружающей среды  $+25^\circ\text{C}$ , скорости ветра 0,6 м/с и интенсивности солнечной радиации  $1000 \text{ Вт/м}^2$ , а также допустимые токи односекундного короткого замыкания.

Таблица 8.1 – Токовые нагрузки провода СИП-3

Номинальное сечение токопроводящей жилы, $\text{мм}^2$	Число проволок в жиле, шт.	Наружный диаметр жилы, мм		Электрическое сопротивление жилы постоянному току на длине 1 км, Ом, не более	Прочность при растяжении жилы, кН, не менее
		минимальный	максимальный		
35	7	6.7	7.1	0.986	10.3

Таблица 8.2 – Токовые нагрузки провода СИП-3

Номинальное сечение жилы, $\text{мм}^2$	Допустимый ток нагрузки, А, не более	Допустимый ток односекундного короткого замыкания, кА, не более
35	200	3.0

Таблица 8.3 – Механические нагрузки провода СИП-3

Номинальное сечение токопроводящей жилы, $\text{мм}^2$	Максимальный наружный диаметр провода, мм	Масса 1 км провода, кг
35	11.7	162



## 8.2 Устройство защиты от перенапряжений УЗПН

Устройство УЗПН предназначено для защиты ВЛ 6-35 кВ от атмосферных перенапряжений и, как следствие, снижение числа грозových отключений воздушных линий и предотвращения пережога изолированных проводов ВЛЗ.

Для защиты воздушных линий электропередачи переменного тока напряжением 6 и 10 кВ от перенапряжений разработаны устройства защиты нелинейные типа УЗПН, представляющие собой линейный ОПН с внешним искровым промежутком. Устройства предназначены для снижения числа грозových отключений воздушных линий и предотвращения пережога изолированных проводов ВЛЗ дугой сопровождающего грозовой импульс тока промышленной частоты.

Устройство состоит из:

- специального ограничителя перенапряжений нелинейного (ОПН);
- искрового промежутка (ИП) между фазным проводом и ОПН.

Нелинейный ограничитель перенапряжений представляет собой защитный аппарат, состоящий из одной колонки последовательно соединенных варисторов, заключенной в герметичный полимерный корпус. ОПН с помощью специальной арматуры крепится на опорах (как анкерных, так и промежуточных) воздушных линии электропередачи.

При воздействии на провода индуктированных перенапряжений вызванных грозowymi разрядами вблизи ВЛ или прямых ударах молнии в провода ВЛ искровой промежуток УЗПН пробивается и подсоединяет к проводу нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН), который благодаря снижению собственного сопротивления в этот момент осуществляет эффективный сброс перенапряжения на заземленные части опор через электроды минуя изоляторы, что предохраняет их от перекрытия и повреждения, а провод от пережога. После снятия индуктированного перенапряжения при воздействии напряжения промышленной частоты ток через ОПН, за счёт возврата сопротивления ОПН до исходных значений ограничивается до величины, при которой существование дуги в искровом промежутке не возможно и дуга гаснет.

Устройства предназначены для защиты изоляции ВЛ от индуктированных перенапряжений и перенапряжений при прямых ударах молний с амплитудами до 65 кА. Прямое воздействие молнии с большей амплитудой может вызвать повреждение («спекание») ОПН, но благодаря особенности УЗПН – наличию внешнего искрового промежутка в цепи ОПН это не приведет к постоянному замыканию провода на землю.

Один раз в год перед началом грозосезона рекомендуется совершать обход ВЛ, защищённой УЗПН и заменять повреждённые аппараты если такие имеются (определяются визуально).

Устройства устанавливаются по одному на каждую опору с последовательным чередованием фаз.

Таблица 8.4 - Характеристики УЗПН

Наименование параметра	УЗПН-6	УЗПН-10	УЗПН-20	УЗПН-35
Класс напряжения сети, кВ	6	10	20	35
Наибольшее длительное рабочее напряжение, ( $U_{ндр}$ ), кВ	7,6	12,7	24	40,5
Остающееся напряжение при грозовых импульсах тока 8/20 мкс, В с амплитудой				
2500А	23,3	93,9	-	-
5000А	25,2	42,1	47,3	79,8
10000А	28,4	47,5	51,2	86,4
20000А	-	-	57,7	97,3
Способность к рассеиванию энергии расчетного прямоугольного импульса 2000мкс, кДж не менее	14,2	25	52	87,5
Длина искрового промежутка, L, мм	40	60	80	120
Пятидесятипроцентное разрядное напряжение грозового импульса, кВ, не более	75	92	105	140

### 8.3 Полимерные изоляторы

Применяются для крепления и изоляции неизолированных и защищенных проводов ВЛ переменного тока напряжением 6-35кВ. Натяжная изолирующая подвеска на основе полимерных изоляторов ЛК-70 применяется на анкерных, концевых, угловых и промежуточных опорах.

Маркировка: ЛК-70/10-И(ИУ)-СС(СП), ЛК-70/20-И(ИУ)-СС(СП), ЛК-70/35-И(ИУ)-СС(СП)

Импортные аналоги - ЛК 70/10 - SDI80, SDI90 (оба Ensto).

В настоящее время всё большее распространение приобретает использование полимерных изоляторов в электрических установках высокого напряжения. Разработка полимерных изолирующих конструкций, в частности, в СССР началась ещё с 1979 года. Однако долгое время полимерные изоляторы не находили широкого использования из-за их высокой цены. Сейчас же полимерные изоляторы приобретают всё большую популярность, приходя на смену фарфоровым изоляторам. Полимерные изоляторы имеют значительные преимущества. Они не требуют больших затрат на ремонт и установку, а также могут применяться в различных климатических условиях, в том числе и в условиях промышленного и природного загрязнения.

Наиболее распространёнными как в России, так и в мире, являются на данный момент композитные полимерные изоляторы, в которых использовано несколько полимерных материалов. К композитным относятся и линейные полимерные изоляторы. Композитные изоляторы могут состоять либо из отдельных элементов (так называемых «юбок»), смонтированных на стержне, либо из цельно отлитой на стержне оболочки. Стержни полимерных изоляторов изготавливаются из стеклопластика или других изоляционных материалов, имеющих большую прочность на разрыв.

Линейные подвесные полимерные изоляторы имеют стержень, состоящий из стеклянных нитей, ориентированных вдоль оси изолятора. Стержни скреплены эпоксидной или же полиэфирной смолой. Эпоксидная смола считается более надёжной, но из-за более низкой цены часто используют полиэфир-

ные смолы. Как защитная оболочка в полимерных изоляторах используются различные полимеры, имеющие хорошие водоотталкивающие свойства и лёгкие в обработке. Российские и зарубежные фирмы, изготавливающие полимерные изоляторы, используют, например, такие материалы: кремнийорганическая резина, силиконовые эластомеры (силиконы), этиленпропиленовый эластомер, этилен-пропилен-диен-мономер, полиуретаны и др. Оконцеватели композитных изоляторов изготавливаются из алюминия, ковкого чугуна или же стали.

В России линейные полимерные изоляторы производятся, например, такими предприятиями: ОАО «Энергия XXI», ЗАО «Завод полимерных изоляторов», ОАО «Завод слоистых пластиков», ЗАО «Полимеризолятор» и др.

Таблица 8.4 - Характеристики изоляторов

Позиция	Класс изолятора, Кн/Кв	Строительная высота, L, мм, не более	Изоляционная высота, L1, мм, не более	Длина пути утечки, Lu, мм, не более	Допустимая степень загрязнения изолятора (СЗ) по ПУЭ
ЛК-70/10-И(ИУ)-ЗСС(СП)	70/10	335	185	360	3
ЛК-70/20-И(ИУ)-ЗСС(СП)	70/20	385	235	565	2
ЛК-70/35-И(ИУ)-ЗСС(СП)	70/35	535	385	895	22

## 8.4 Устройство защиты от дуги

Применяются на проводах сечением 35-150 мм<sup>2</sup> для защиты от атмосферных перенапряжений. Устройство состоит из зажима, кронштейна и алюминиевого шунта (для УЗД-1.2), свернутого для удобства монтажа и транспортировки в цилиндрическую пружину.

При установке не требуется удаление изоляции.

УЗД-1.3 адаптирован для подключения переносных штанг заземления, для чего имеет штырь, дважды сгибающийся под углом 90°, с утолщением на конце, исключающим возможность соскальзывания переносной штанги заземления.

Таблица 8.5 - Характеристики УЗД

Название	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Аналог	Масса
УЗД 1.1	35-150	SE 20.1	0,47
УЗД 1.2	35-150	SE 20.2	0,57
УЗД 1.3	35-150	SE 20.3	0,59

УЗД-2 применяется на промежуточных опорах для создания защитного искрового промежутка. Комплект состоит из устройства защиты от дуги и дополнительного кронштейна. Искровой промежуток регулируется, рисунок 8.1.



Рисунок 8.1 - УЗД-2

УЗД-3 применяется на подвесных полимерных изоляторах типа ЛК для защиты от дуги. Включает два алюминиевых зажима с кронштейнами, которые устанавливаются на оконцевателях полимерного изолятора таким образом, что концы штырей направлены друг на друга для создания защитного искрового промежутка, рисунок 8.2.



Рисунок 8.2 - УЗД-3

УЗД-4 Применяется на опорах с полимерными изоляторами с защищенными проводами. Комплект состоит из двух дугозащитных штырей, кабельного наконечника, прокалывающего зажима и шунта длиной 0,5 м сечением 95 мм<sup>2</sup>, рисунок 8.3.



Рисунок 8.3 - УЗД-4

## 8.5 Соединительные зажимы типа

Зажимы MJRP N предназначены для соединения проводов марки СИП 3 в пролете. Зажимы обеспечивают необходимую механическую прочность и надежный электрический контакт.

Используются для соединения жил проводов СИП 3 на магистрали и ответвлениях.

- Соединение осуществляется методом опрессовки.
- Герметичность контакта улучшена опрессовкой металлических колец.

Последовательность монтажа:

- Удалить изоляцию с жилы с соблюдением указанной длины.
- Произвести зачистку оголенного конца жилы щеткой.
- Вставить жилу внутрь гильзы до упора.
- Опрессовать соединительный зажим прессом с соответствующей матрицей.

Таблица 8.6 - Характеристики соединительных зажимов типа

Наименование	Сечение 1, мм <sup>2</sup>	Сечение 2, мм <sup>2</sup>	Масса, г	Кол-во в упаковке, шт.
MJRP 35N	35	35	100	30

## 8.6 Опоры

**Промежуточная угловая опора ВЛ 10 кВ.** УП 10-3опора состоит из двух стоек СНВ совместно с траверсом, оголовком и прочими закладными деталями для крепления проводов. Готовая инженерная конструкция состоит из пары стоек СНВ и стальных закладных и прочих изделий.

**Железобетонная угловая опора** особое инженерное сооружение, запроектированное для удержания проводов на оптимальном расстоянии от поверхности (земли, иногда воды и пр.) и друг от друга. Угловые промежуточные опоры применяют на плавных поворотах трассы (до 20 градусов), в случае, когда проектируется резкий поворот до 90 градусов, специалисты применяют анкерно-угловые опора УА. Опоры на базе стоек СНВ предназначены для низковольтных кабелей подводящих трасс.

В населенных и ненаселенных территориях применяются прочные и долговечные опоры угловые. Их заглубляют на 2-3 метра в грунт, чтобы выдерживать вырывающие, давящие и некоторые продольные нагрузки, кроме того, у российских условий учитывается возрастание нагрузки на провода зимой и факторы климата северных широт. Эти изделия способны справиться с возникающими на таких поворотах нагрузками, при этом их цена значительно меньше стоимости анкерно-угловых опор включает в себя полные чертежи, описания и рекомендации к применению железобетонных опоры и сопутствующих комплектующих для сетей напряжением 10 кВ.

Использование стоек с применением соответствующим размерам плит П, ригеля или без применения оных. Для создания промежуточных пролетов выбирают (один пролет может составлять 100 250 м и более) классические промежуточные опоры, которые представляют из себя стержни прямоугольного сечения. Такие опоры железобетонные УП 10.3 используются исключительно для подвода электричества населению. Практически 80% опор в линии промежуточные, кроме этого существуют также анкерные концевые, перекрестные и ответвительные опоры ЖБИ.

Промежуточная угловая железобетонная опора выполняется из тяжелого бетона, характеризующегося высоким сопротивлением, стойкостью к коррозии и электрокоррозии, влагозащитой и морозостойкостью. Подобные стойки ВЛ 10 кВ запроектированы в Серия 3.407.1-143. Выпуск 3 закрепляет опоры угловые промежуточные длиной 13 метров.

За счет использования качественных материалов и особого технологического процесса изготовления, промежуточно-угловая опора рекомендуется к эксплуатации в I-II районах по гололеду и I-II району по ветровой нагрузке.

Железобетонные опоры ВЛ 10 должны иметь жесткую конструкцию, стойкую к трещинам, агрессивным средам и воздействию вырывающих усилий. Поэтому опоры выпускаются только из тяжелого бетона, который обрабатывается антикоррозийными составами на стадии изготовления. Водонепроницаемость бетона опор W8, не позволяет размывать основание опор, которое за-



глублено в грунт на глубину 2 и более метров. Морозостойкость бетона опоры стальной F150-F200, что позволяет эксплуатировать опоры в любых климатических условиях с максимальными отрицательными температурами до минус 40 градусов Цельсия. Опоры промежуточные угловые железобетонные УП 10-3, которые необходимо использовать в северных широтах, изготавливают по спецзаказу.

При проектировании и установке опор УП 10.3 учитывают климатические условия и особенности эксплуатации в отечественных распределительных сетях: в зимний период провода линий тяжелеют в несколько раз за счет поочередных воздействие снега и заморозков. Поэтому нагрузки, которые может выдержать железобетонная опора ЛЭП, тщательно просчитываются.

В нормальном режиме эксплуатации ответвительные опоры воспринимают одностороннюю продольную нагрузку натяжения тросов и проводов, также от них отходят провода, которые подвешиваются на порталах электрических подстанций. Опоры железобетонные ЛЭП рекомендованы к применению в I-IV ветровых районах и в I-IV районах по гололеду. В ненаселенной и населенной местности. Бесперебойная работа опор возможна в неагрессивных газовых и грунтовых средах, однако, стойки СНВ на этапе производства защищаются от влаги и воздействия сред. Для работы в агрессивных грунтовых средах опоры анкерные предварительно защищают специальными составами. Защитное покрытие наносится на 3 метра от нижнего конца изделия. Опоры анкерного типа допускают смену сечений проводов и выдерживают монтажные усилия при натяжке трех проводов. Основными материалами для производства опор линии электропередач является прочный бетон и сталь высокого класса. Такие **анкерные опоры** УП 10-3 обладают немалым весом 3700 кг. Для защиты опоры от коррозии все металлические элементы концевых опор предварительно покрываются защитными антикоррозийными составами.

Серия 3.407.1-143 выпускается на базе железобетонных стоек СВ 11-3,5 по ГОСТ 23613-79 . В состав серии также включены чертежи устройств отведения от промежуточных, анкерных и концевых опор. Стальные конструкции,

которыми упрочняется и оборудуется анкерная опора концевая, изготавливаются по ОСТ 34-72-645-83. Стойки анкерные проходят испытания на морозостойкость и водонепроницаемость, прочность, жесткость и трещиностойкость.

В первой части условного обозначения изделия находятся обозначения типа опоры (ОА ответвительная анкерная концевая) и цифровой индекс «10», указывающий на напряжение ВЛ и в третьей части через тире пишется номер типоразмера опоры. Таким образом УП 10.3 ( 14000 x 1600 x 310мм) анкерная ответвительная опора для сетей ВЛ 10 кВ типоразмер 3. Маркировочные надписи наносятся не менее чем на 250 мм выше условного обреза фундамента. Также анкерные стойки ЛЭП имеют нанесенные риски, обозначающие центр тяжести изделия.

Стойки и опоры ЛЭП относятся к изделиям высокой степени ответственности, поэтому оценке качества изделий уделяется особое внимание. На процедуре приемо-сдаточного контроля потребитель оценивает качество бетонной поверхности опор. Не допускаются на теле анкерной опоры трещины шириной более 0,1-0,2 мм (усадовой природы) и обнажение рабочей арматуры. Любое обнажение металлического каркаса в разы увеличивает риск разрушения железобетонной опоры.

Серия 3.407.1-143 рекомендует исключить обширные вмятины, околы бетона, раковины (более 3 мм) и следы обширной коррозии. Отклонения от линейного размера не должны превышать 20 мм по длине, 5 мм по толщине, и 5 мм по толщине защитного слоя бетона до арматуры.

Процедура приемки стоек СНВ осуществляется путем оценки партии изделий. Контроль осуществляется по показателям прочности бетона, показателям наличия трещин, толщины защитного слоя бетона, точности геометрических параметров, качеству наружной и внутренней поверхности, а также значению электрического сопротивления. Кроме того, приемка включает в себя контроль по значению электрического сопротивления между арматурой и закладными деталями, гидроизоляции и антикоррозийных покрытий путем сплошного контроля. Каждая партия стоек ЛЭП должна сопровождаться техническим пас-

портом. Железобетонные анкерные опоры подробно описываются в сопроводительных документах. Дополнительно в паспорте указываются марки бетона стоек, морозостойкость и водонепроницаемость, класс и диаметр арматуры, вида антикоррозийных покрытий и ограничения по области применения стоек.

Стойки железобетонные СВ и СНВ, а также прочие разновидности железобетонных опор ЛЭП, стоит хранить штабелями в горизонтальном положении. Для того чтобы сохранить анкерные опоры концевые пригодными для монтажа не стоит перегружать штабеля укладывать не более пяти стоек друг на друга. Стойки ЛЭП укладывают так, чтобы закладные изделия не соприкасались, а изделия для крепления траверс располагались вертикально. Нижний ряд стоек укладывается на особые прокладки специальной формы, а последующие ряды также прокладываются деревянными прокладками. Предохраните анкерные опоры от безответственной погрузки и разгрузки, ведь не смотря на свою прочность, стойки СНВ железобетонные не предназначены для механических ударов. Поставки различных электроэнергетических опор и других комплектующих для ЛЭП осуществляются по всей России.

На рисунке 8.4 показана область применения опор.

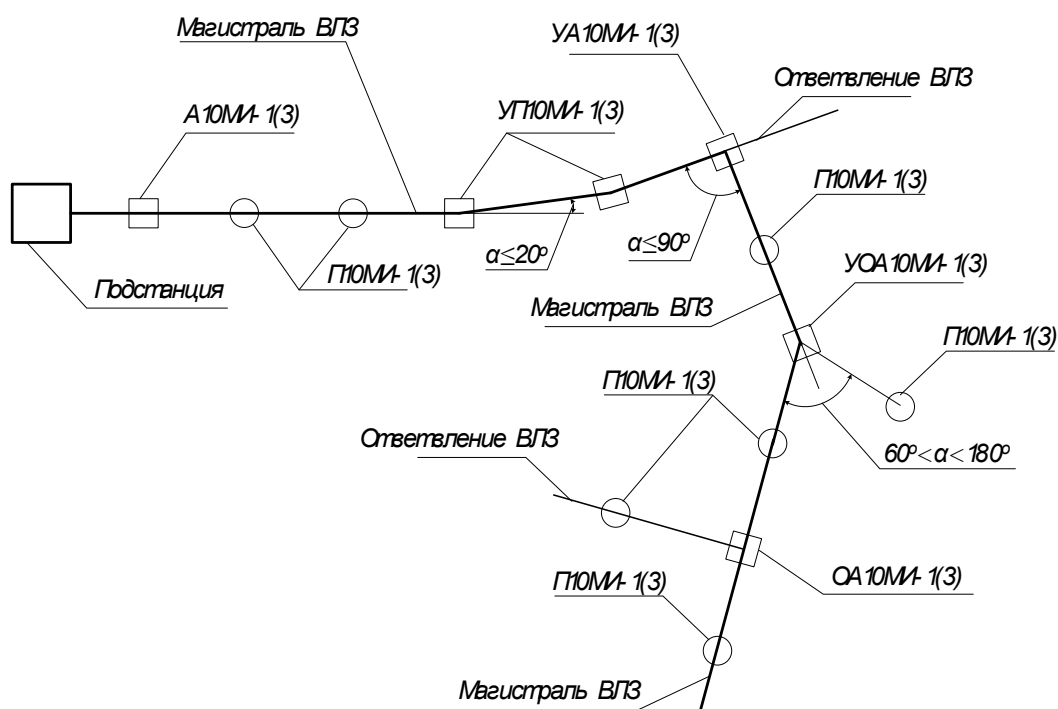


Рисунок 8.4 - Область применения опор.

На рисунке 8.5 показаны эскизы опор.

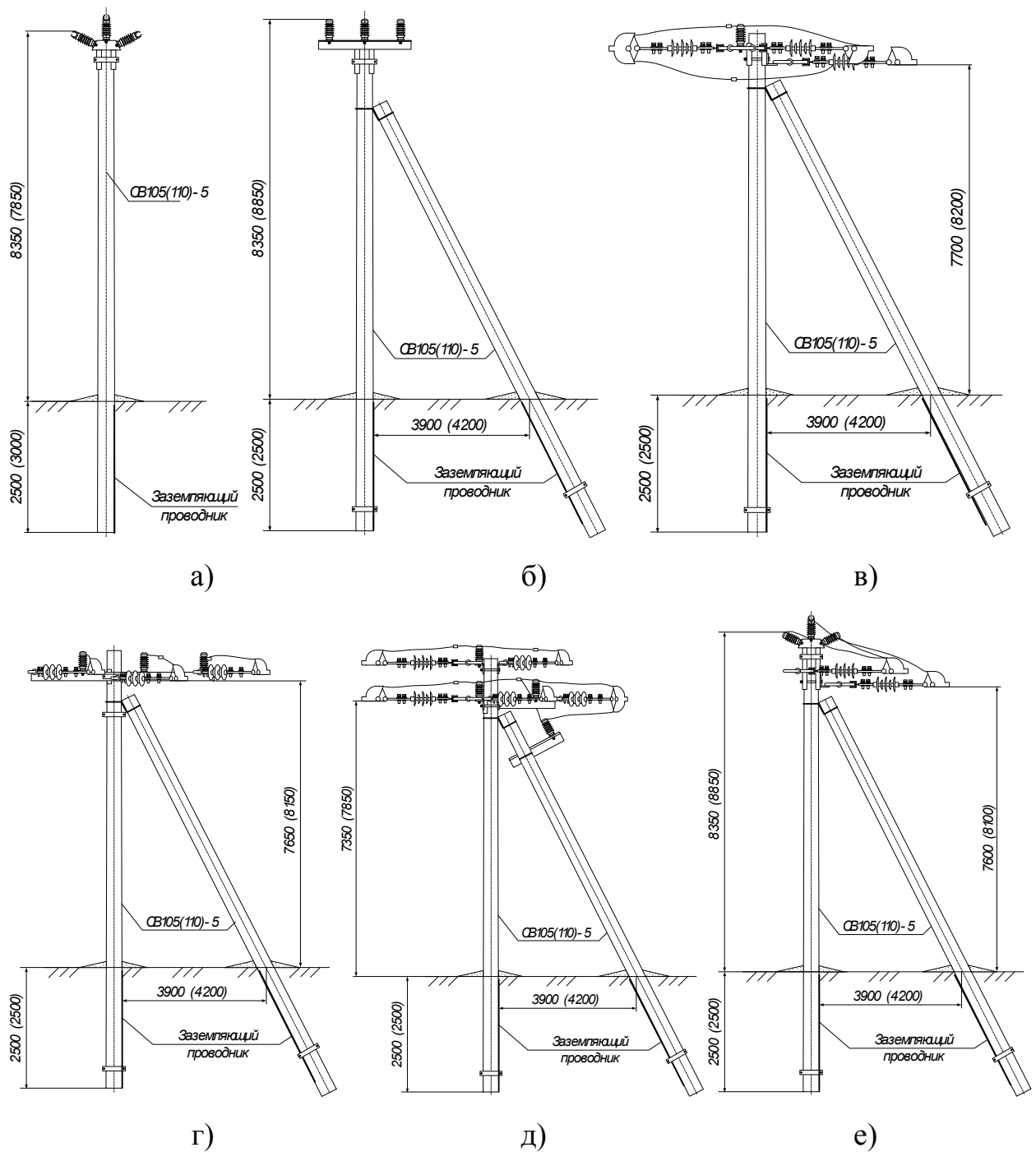


Рисунок 8.5 – а) Промежуточная опора П10МИ-1(3) б) Угловая промежуточная опора УП10МИ-1(3) в) Анкерная (концевая) опора А10МИ-1(3) г) Угловая анкерная опора УА10МИ-1(3) д) Угловая ответвительная анкерная опора УОА10МИ-1(3) е) Ответвительная анкерная опора ОА10МИ-1(3)

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10 кВ

Для определения уровня токов КЗ в принятой схеме электроснабжения проведём расчет токов КЗ на каждой ТП 10 кВ. Схема замещения для расчёта по каждой линии приведена на рисунке 9.1, [14].

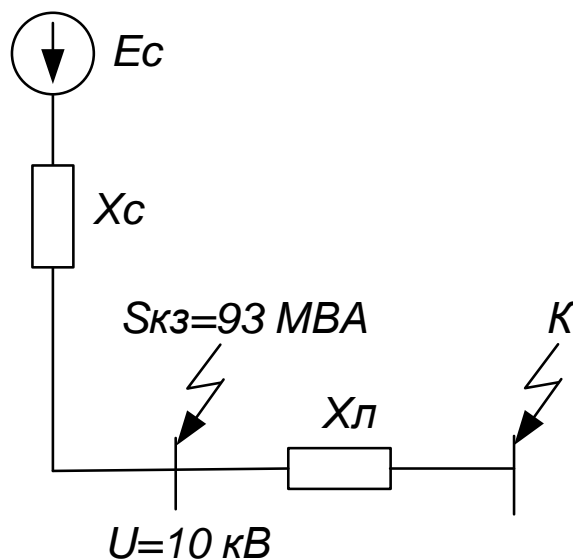


Рисунок 9.1 - Схема замещения участка 10 кВ

Сопротивление системы определяется по формуле, Ом:

$$X_c = \frac{U_{cp}^2}{\sqrt{3} \cdot S_{сист}}; \quad (9.1)$$

$$X_c = \frac{10,5^2}{\sqrt{3} \cdot 93} = 0,69;$$

где  $S_{сист}$  – мощность КЗ системы, по результату замеров на шинах 10 кВ ПС «Силикатная», ожидаемая величина равна 93 МВА.

Активное сопротивление ВЛ:

$$R_{БЛ} = \frac{r_{y\partial}}{N_u} \cdot L,$$

$$R_{БЛ} = \frac{0,986}{1} \cdot 0,7 = 0,69 \text{ Ом},$$

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

$$I_{no} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{БЛ} + X_C)} \quad (9.2)$$

$$I_{no} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,69 + 0,69)} = 6,24.$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (9.3)$$

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,24 = 5,43.$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314} \quad (9.4)$$

$$T_a = \frac{0,69}{0,69 \cdot 314} = 0,003 \text{ с}.$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (9.5)$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,003}} = 1,04 .$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (9.6)$$

$$i_{y\partial} = 1,03 \cdot 1,41 \cdot 6,24 = 9,2.$$

Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ показаны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Линия	Длина, км	R <sub>ЭКВ</sub> , Ом	Z <sub>ЭКВ</sub> , Ом	I <sup>(3)</sup> <sub>по</sub> , кА	I <sup>(2)</sup> <sub>по</sub> , кА	T, с	K <sub>уд</sub>	I <sub>уд</sub> , кА
ПС-ТП 25	0,70	0,69	0,97	6,24	5,43	0,003	1,04	9,20
ПС-ТП 11	0,90	0,89	1,12	5,41	4,71	0,002	1,02	7,79
ПС-ТП 10	1,15	1,13	1,32	4,58	3,99	0,002	1,01	6,51
ПС-ТП 1	0,90	0,89	1,12	5,41	4,71	0,002	1,02	7,79
ПС-ТП 12	1,80	1,77	1,90	3,19	2,78	0,001	1,00	4,51

## 10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Термически стойкое к токам КЗ сечение ВЛ находим по формуле, [15]:

$$S_{T \text{ расч}} = \frac{\sqrt{B_k \text{ расч}}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{по}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}}}}{C}; \quad (10.1)$$

где  $I_{\text{кз}}$  - установившееся значение тока КЗ;

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

$C$  - температурный коэффициент, равный 95,  $\text{A}^2\text{с}/\text{мм}^2$ .

Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для линии на ТП-25:

$$S_{\text{ТП25}} = \frac{\sqrt{6240 \cdot 6240 \cdot (0.01 + 0.045 + 0.5)}}{95} = 49 \text{ мм}^2;$$

Полученное значение округляем до ближайшего меньшего, т. е. до 35  $\text{мм}^2$ . ВЛ на ТП-25 выполнена проводом 3х35, что допустимо. Для остальных участков ВЛ расчёт ведётся аналогично, результаты расчёта сводим в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Проверка ВЛ-10 кВ

Линия	$I_{\text{по}}^{(3)}$ , кА	$t_{\text{п}}$ , с	$S_{\text{терм. стойкое}}$ , $\text{мм}^2$	$S_{\text{факт}}$ , $\text{мм}^2$
ПС-ТП 25	6,24	0,555	49	35
ПС-ТП 11	5,41	0,055	42	35
ПС-ТП 10	4,58	0,555	36	35
ПС-ТП 1	5,41	0,555	42	35
ПС-ТП 12	3,19	0,055	25	35



Анализируя данные таблицы 10.1, видно что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ, поэтому для них принимаем сечение 35 мм<sup>2</sup>.

## 11 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ПС «СИЛИКАТНАЯ»

Проводится выбор оборудования линейных ячеек 10 кВ ПС «Силикатная» №8 и №20 (резервная ячейка).

### 11.1 Выбор КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. В данной работе рационально принять КРУ серии К-63 со встроенными выключателями марки ВВ/Te1-10, [16].

Ячейка К-63 предназначена для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ и используется в распределительных устройствах собственных нужд электростанций, электрических подстанций энергосистем и промышленных предприятий, а также на объектах энергоснабжения ответственных потребителей сельского хозяйства.

Технические данные:

Степень защиты по ГОСТ 14254 – IP20 при закрытой двери релейного шкафа, при открытой двери релейного шкафа и расположении выкатного элемента в контрольное положение IP00, для отдельно стоящего шкафа ТСН – IP34.

Климатическое исполнение для работы внутри помещения УЗ по ГОСТ 15150, а отдельно стоящий шкаф ТСН предназначенный для работы на открытом воздухе имеет климатическое исполнение УХЛ1.

Условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха от +35°С до -5° С (с внутренним обогревом -25° С), для отдельно стоящего шкафа ТСН от +40°С до -40° С;
- относительная влажность воздуха не более 80% при +20° С;

- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров, а также производственной пыли в концентрациях, разрушающих металл и изоляцию;

- группа условий эксплуатации в части воздействия механических факторов внешней среды – М1 по ГОСТ 17516.1.

Ячейки К-63 представляют собой сварную металлическую конструкцию из гнутых стальных профилей, так же каркас ячеек может изготавливаться из оцинкованной стали с применением технологии заклепочных соединений, что значительно повышает прочность корпуса, улучшает внешний вид и антикоррозийные свойства изделия.

В него устанавливаются аппараты и приборы согласно схемам главных и вторичных цепей.

Ячейки К-63 состоят из основных сборочных единиц: корпуса с аппаратурой; выкатной тележки; релейного шкафа внутри которого расположены устройства защиты и автоматики, аппаратура сигнализации и управления, приборы измерения и другие устройства вспомогательных цепей; отсека сборных шин.

Доступ в ячейки К-63 обеспечен через две двери: дверь релейного отсека, дверь отсека трансформаторов напряжения или предохранителя, Дверь трансформаторного отсека имеет смотровое окно для обзора внутренней части камер без снятия напряжения. Дверь релейного отсека является панелью, на которой смонтирована аппаратура схем вспомогательных цепей. На фасаде размещена аппаратура с задним присоединением проводов, на внутренней стороне выполнена раскладка проводов. Внутри камера освещена лампой накаливания.

Выкатная тележка представляет собой сварную конструкцию, на которой устанавливается высоковольтное оборудование различных производителей - вакуумный выключатель ВВ/TEL («Таврида Электрик»), ВБМ, ВБЭ (г. Саратов), ВБСК (г. Минусинск), определяемое схемой соединения главных цепей, и разъединяющие контакты.

Выкатной элемент может занимать относительно корпуса положение: рабочее, контрольное и ремонтное. В рабочем и контрольном положениях выкатной элемент находится в фиксированном положении.

В ремонтном положении выкатной элемент из корпуса шкафа выдвинут полностью, разъединяющие контакты главной цепи разомкнуты; выкатной элемент с установленной на нем аппаратурой может быть подвергнут осмотру и ремонту.

Ячейки К-63 оборудованы следующими блокировками:

- механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из рабочего положения в контрольное, а также из контрольного положения в рабочее при включенном положении выключателя.

- механическая блокировка, не допускающая перемещения выкатного элемента из контрольного положения в рабочее при включенном заземляющем разъединителе; она состоит из упора, который контролирует положение вала заземляющего разъединителя и препятствует вкатыванию выкатного элемента. Конструктивно шкаф КРУ выполнен таким образом, что включать или выключать заземляющий разъединитель возможно только в ремонтном положении выкатного элемента.

- электромагнитная блокировка, не допускающая при включенном положении заземляющего разъединителя, перемещения в рабочее положение выкатного элемента в другом шкафу КРУ, от которого возможна подача напряжения на шкаф, где размещен заземляющий разъединитель.

Цепи вторичной коммутации ячейки КРУ размещены в релейном шкафу. Релейный шкаф представляет собой сварную металлическую конструкцию. Низковольтная аппаратура вторичных цепей смонтирована на панели внутри релейного шкафа либо на задней стенке релейного шкафа, либо на поворотной панели (дверь релейного шкафа).

Схемы вторичных цепей реализуются на электромеханических реле, а так же с использованием устройств микропроцессорной защиты различных производителей («Темп», «СЕРАМ», «УЗА», «MICOM» и др.).

На фасадной стороне шкафа КРУ нанесены надписи, указывающие ее назначение, а также порядковый номер камер в соответствии с опросным листом.

Ошиновка шкафов КРУ выполнена шинами из алюминиевого сплава электротехнического назначения.

Сборные шины шкафа КРУ и ответвления от них (исключая контактные поверхности) окрашены в следующие отличительные цвета:

желтый - фаза А;

зеленый - фаза В;

красный - фаза С;

Заземляющие шины, проложенные открыто, окрашены в черный цвет.

Конструкция ячеек К-63 обеспечивает сборку камер в ряд и соединение главных цепей по сборным шинам. Сборные шины, шинные и секционные разъединители шкафов КРУ имеют с фасадной стороны сетчатые ограждения.

### 11.2 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ для линейных ячеек ПС «Силикатная» выбираем КРУ К-63 с вакуумными выключателями типа ВВ/Te1-10-16-40/630УХЛ2. Аналогичным выключателем оборудуем реклоузер 10 кВ около ТП-10.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (11.1)$$

- по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}, I_{max} \leq I_{ном}; \quad (11.2)$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (11.3)$$

Проведем проверку линейного выключателя:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (11.4)$$

$$B_K = 6,24^2 \cdot (0,055 + 1,0) = 41 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{отк}$  – собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{отк} = 0,055\text{с}$ .

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (11.5)$$

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

где  $I_{терм}$  – ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$  – время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном\ откл},$$

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

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n = 40\%$ ;

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

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{н.о} \leq I_{откл. ном}. \quad (11.6)$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{и}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{и}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_i}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 6,24 + 6,24 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$12,2 \leq 39,59 \text{ кА}.$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}.$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Результат выбора показан в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Выбор выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Линейные выключатели		
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 127 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 9,2 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 41 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 6,24 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 6,24 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 5,1 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
Реклоузер ТП-10		
$U_{\text{уст}} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 127 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 6,51 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 12 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 4,58 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 4,58 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 3,1 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

На отходящих присоединениях устанавливаем выключатель марки ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2, [16].

### 11.3 Выбор разъединителей 10 кВ

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током, [17].

Выбираем на стороне 10 кВ секционный разъединитель РВ-1-10\630.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_K = I_{н.о.к1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a);$$

$$B_K = 6,24^2 \cdot (0,055 + 1,0) = 41 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результат выбора показан в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Выбор разъединителей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Линейные		
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 127 \text{ А}$ $i_{уд} = 9,2 \text{ кА}$ $B_K = 41 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_K$
реклоузер		
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 127 \text{ А}$ $i_{уд} = 6,51 \text{ кА}$ $B_K = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_K$



## 11.4 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока выбираются:

- по напряжению установки:

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

- по току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{1\text{ном}} , I_{\text{мах}} \leq I_{1\text{ном}} .$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}} , \quad (11.7)$$

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

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

- по термической стойкости:

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

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

$t_T$  – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (11.8)$$

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  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}. \quad (11.9)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  и для алюминиевых жил и  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных жил.

Таблица 11.3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	Альфа	0.12		0.12
	А1800	0.12		0.12
Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.24	0.5	1.24

Из таблицы 11.3 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Выберем марку трансформатора тока ТОЛ 10 - 1.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_{\kappa} = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{omk} + T_a),$$

$$B_{\kappa} = 6,24^2 \cdot (0,055 + 1,0) = 41 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2},$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

$$r_{приб} = \frac{1,24}{5^2} = 0,0496 \text{ Ом}.$$

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

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

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

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

где  $r_{КОНТ}$  - сопротивление контактов ( $r_{КОНТ} = 0,1 \text{ Ом}$ ).

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

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.0496 = 0.23 \text{ Ом.}$$

Результат выбора показан в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
линейные		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 127 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 41 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{ДИН} = 81 \text{ кА}$	$I_{УД} = 9,2 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
реклоузер		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 127 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{ДИН} = 81 \text{ кА}$	$I_{УД} = 6,51 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

### 11.5 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

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

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (11.10)$$

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\text{расч}}$ . Приблизительно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2\text{расч}}$  можно определить по выражению. При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}}.$$

За  $S_{\text{доп}}$  принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя НОМ – удвоенная мощность одного НОМ.

Таблица 11.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В*А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Альфа А1800	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Счетчик РЭ	Альфа А1800	3.6 Вт	5	0.38	0.925	18	43.8
Итого	-	-	-	-	-	36	87.6

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле (11.10) составит:

$$P_2\Sigma = 36 \text{ Вт}, Q_2\Sigma = 87.6 \text{ Вар}, S_2\Sigma = 94.7 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10У3.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.6.

Таблица 11.6 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_p = 94.7 \text{ ВА}$ (для класса точности 1)	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 150 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_p$

### 11.6 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозовых и внутренних перенапряжений, [18].

В КРУ приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых  $U_{ост} = 43 \text{ кВ}$ ,  $U = 60 \text{ кВ}$ , далее по формуле рассчитывается

энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ в соответствии с Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений, предназначенный для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений воздушных электрических сетей 27-220 кВ.

Энергия поглощения ОПН, кВт:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (11.11)$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 60 кВ, [19];

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН, 43 кВ в соответствии с каталожными данными;

$z$  - волновое сопротивление провода, 485 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (11.12)$$

где  $l$  и  $v$  - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{0,485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-9} \cdot 20 = 0,0011 \text{ кВт}.$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кВт/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (11.13)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,0011}{10} = 0,00011.$$

### 11.7 Выбор предохранителей для защиты ТН

Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

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

- по длительному току:

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

Проверяют предохранители по отключающей способности:

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

Ток максимального режима

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{тн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,7 \text{ А.}$$

Ток КЗ был посчитан:  $I_{\text{н.о}} = 6,24 \text{ кА}$ .

Примем предохранитель типа ПКТ101-10-10-20У1.

Результат выбора показан в таблице 11.7.



Таблица 11.7 – Выбор предохранителей ТСН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 8,7 \text{ А}$ $I_{по} = 6,24 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{по}$

Данный тип предохранителя подходит.

### 11.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения  $60 \times 8 \text{ мм}^2$ , марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;  $I_{доп} = 1025 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{max} = 127 \text{ А} \leq I_{доп} = 1025 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{BK}}{C}$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{41 \cdot 10^3}}{91} = 2,2 \text{ мм}^2.$$

Определяем пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1.34 \text{ м.} \quad (11.14)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимаем 0.45 м;

$J$  - момент инерции шины;

$q$  - поперечное сечение шины, равное 4.8 см<sup>2</sup>.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}$$

$$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4$$

Принимаем расположение шин плашмя; пролёт 1.2 м.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (11.15)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{9,2^2 \cdot 1.2^2}{0.64 \cdot 0.8} = 4,1 \text{ МПа,}$$

где  $W = \frac{0.8^2 \cdot 6}{6} = 0.64$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>,

$a$  - расстояние между фазами, м;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Шины механически прочны, при соблюдении условия:

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}},$$

$$4,1 < 75 \text{ МПа.}$$

Также учитывается старение материала, тогда:

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}},$$

$$75 \leq 0,7 \cdot 130 = 91 \text{ МПа.}$$

Условия механической прочности соблюдены.

Результат выбора показан в таблице 11.8.

Таблица 11.8 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 127 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 4,1 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 2,2 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

### 11.9 Выбор изоляторов

Выбор опорных изоляторов:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС -10-500 УХЛ с  $F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н}$ .

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (11.16)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{9,2^2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 22 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Результат выбора показан в таблице 11.9.

Таблица 11.9 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 22 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов:

Выбираем изолятор ИП-10/1000-750 УХЛ1,  $I_{max}=616 \text{ А}$ ,  $F_{разр}=7500 \text{ Н}$ .

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{расч} \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Результат выбора показан в таблице 11.10.

Таблица 11.10 – Выбор проходных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 22 \text{ Н}$	$F_{доп} = 4500 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_p = 127 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_p$

## 12 ОБОРУДОВАНИЕ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 12.1 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток ВН определяем по формуле (для ТП 10):

$$I_{РАСЧ} = \frac{N_{ТП} \cdot S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (12.1)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 73 \text{ А}.$$

Таким образом, как видно из формулы (12.1), на каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПК1 – 10У1 с током плавкой вставки 40 А и током патрона 80 А. В формуле (12.1) берём номинальную мощность одного трансформатора ТП. Расчёт для остальных ТП сведём в таблицу 12.1. Паспортные данные берём в [20].

Таблица 12.1 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	Количество тр-ов ТП	Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА	$I_{РАСЧ}$ , А	$I_{НОМПР}$ , А	$I_{ВСТ}$ , А	Тип предохранителя
ТП 10	2	630	73	80	80	ПКТ101 – 10У1
ТП 11	1	400	23	80	40	ПКТ101 – 10У1
ТП 12	1	400	23	80	40	ПКТ101 – 10У1
ТП 25	1	160	9	20	10	ПКТ101 – 10У1
ТП 1	2	630	73	80	80	ПКТ101 – 10У1

### 12.2 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Проверим выключатели нагрузки для ТП 10:

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

$$B_K = 4,58^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 32,6 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}};$$

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

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0,055\text{с}$ .

Результат выбора показан в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТП-10

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $B_{\text{К.НОМ}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 73 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 6,51 \text{ кА}$ $B_K = 32,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{К.НОМ}} \geq B_K$

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу 12.3.

Таблица 12.3 - Выбор выключателей нагрузки ТП

Наименование	$I_{\text{Р ТП}}, \text{ А}$	$I_H, \text{ А}$	$B_{\text{Кр}}, \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кн}}, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}, \text{ кА}$
ТП 10	73	400	32,6	400	6,51	30
ТП 11	23	400	30,9	400	7,79	30
ТП 12	23	400	10,7	400	4,51	30
ТП 25	9	400	21,6	400	9,20	30
ТП 1	73	400	16,3	400	7,79	30

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

## 13 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМ- ЛЮ

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

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

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{350}; \quad (13.1)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети, кВ;

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

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 3,95}{350} = 0,11 \text{ А.}$$

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться в сетях напряжением 10 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые [22] величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

## 14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

При выполнении релейной защиты и устройств автоматики для сельских распределительных сетей характерно использование простейших средств с минимальным количеством используемой аппаратуры. В соответствии с [12], для защиты сетей до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические устройства в таких сетях базируются на использование простейших станций управления или автоматических воздушных выключателей. Для защиты трансформаторов со стороны 10 кВ тоже используют плавкие предохранители.

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

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

### 14.1 Описание защиты воздушных линий 10 кВ

Для линий в сетях напряжением 10 кВ должны предусматриваться устройства релейной защиты, действующие на отключение линии при многофазных КЗ, а также устройства защиты при однофазных замыканиях на землю, действующие либо на сигнал, либо на отключение. Защиту от многофазных КЗ выполняют в двухфазном исполнении и включают во всей сети в одни и те же фазы (обычно А и С) для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения, [23].

Основным видом релейной защиты в электрических сетях является максимальная токовая защита (МТЗ), срабатывающая от резкого увеличения тока



цепи при КЗ или перегрузках. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающие выдержку времени срабатывания МТЗ.

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

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

Для примера рассчитаем защиту линии ТП 25-11-10.

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

#### 14.2 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (14.1)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 6,24 = 6,84,$$

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

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

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\checkmark} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (14.2)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,99}{6,86} = 0,6 < 2,$$

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

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

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{T}}}, \quad (14.3)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 1 \cdot \frac{6864}{40} = 172 \text{ А}.$$

Выдержка времени ТО:

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

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 14.1.

Таблица 14.1 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)\text{по}}$ , кА	$I_{(2)\text{по}}$ , кА	Расчётный ток линии, А	$I_{\text{н тт}}$ , А	Токовая отсечка			
					$I_{\text{с.з.}}$ , кА	$n_{\text{T}}$	$I_{\text{с.р.}}$ , А	$K_{\text{ч}}$ (больше 2)
ТП 25-11-10	6,24	3,99	127	200	6,864	40	172	0,58
ТП 1-12	5,41	2,78	127	200	5,955	40	149	0,47

### 14.3 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению, кА:

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{раб.}} \cdot k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{с.з.}} / k_{\text{в}} \quad (14.4)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности,  $k_H = 1,1$ ;  
 $k_{с.з.}$  – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;  
 $k_{в}$  – коэффициент возврата,  $k_{в} = 0,95$ ;  
 $I_{раб.}$  – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.  
 Первичный ток срабатывания МТЗ равен, кА:

$$I_{с.з.} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232.$$

Ток срабатывания реле определяется по выражению, А:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (14.5)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы,  $k_{сх} = 1$ ;  
 Ток срабатывания реле равен, А:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T,$$

$$I_{с.р.} = 232 \cdot 1 / 40 = 6.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{3,99}{0.232} = 17 \geq 1,5, \quad (14.6)$$

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

Таким образом время срабатывания защиты определяется по выражению, с:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t,$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525.$$

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

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 14.2.

Таблица 14.2 – Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)по}$ , кА	$I_{(2)по}$ , кА	Расчёт- ный ток линии, А	$I_{НТТ}$ , А	МТЗ		
					$I_{с.з.}$ кА	$I_{с.р.}$ А	$K_{ч}$ (больше 1,5)
ТП 25-11-10	6,24	3,99	127	200	0,232	6	17
ТП 1-12	5,41	2,78	127	200	0,232	6	12

#### 14.4 Защита от однофазных замыканий на землю

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

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

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (14.7)$$

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

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (14.8)$$

где  $I_{ЗНЗ}$  – суммарный емкостной ток сети,  $I_{ЗНЗ} = 0,11$  А.

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

Ток замыкания на землю линии ТП 25-11-10 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,2}{350} = 0,03.$$

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

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,11 - 0,03 = 0,08.$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 0,08 / 1,5 = 0,05.$$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 14.3.

Таблица 14.3 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{повр.л}$ , А	$I_{ТНП.повр.л}$ , А	$I_{с.з.}$ , А
ТП 25-11-10	0,03	0,08	0,05
ТП 1-12	0,05	0,06	0,04

#### 14.5 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания, [23].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле на стороне 10 кВ ПС «Силикатная»:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном} \tag{14.9}$$

$$U_{с.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР  $t_{\text{ABP}} = 0,6 + 0,5 = 1,1$  с отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле на стороне 0,4 кВ каждой двухтрансформаторной ТП:

$$U_{\text{с.з}} = 0,4 \cdot 400 = 160 \text{ В.}$$

#### 14.6 Защита понижающих трансформаторов ТП

Производится выбор защиты для ТП-1 с трансформаторами мощностью 630 кВА. Для защиты трансформаторов в ТП со стороны 10 кВ в применяются предохранители. При условии обеспечения селективности работы с защитами смежных элементов. Плавкие предохранители выполняют роль автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

В соответствии с [23] на двухобмоточных трансформаторах устанавливаются:

1. Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах - применяются токовую отсечку.
2. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений на трансформаторах с односторонним питанием - максимальная токовая защита без пуска или с пуском минимального напряжения (при недостаточной чувствительности без пуска напряжения), устанавливаемая со стороны питания.
3. Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой - токовая защита, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.
4. Для сигнализации о повышении температуры масла ставится термо-

сигнализатор с действием на сигнал.

Расчёт токовой отсечки

Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ( $k_{\text{ч}} \geq 2$ ).

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{сам}}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (14.10)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1.25 \cdot 2}{0.8} \cdot 36,79 = 114,9 \text{ А},$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  - первичный номинальный ток;

$K_n$  - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$  - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

$K_B$  - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{\text{с.о}} \leq k_n \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}, \quad (14.11)$$

$$I_{\text{с.о}} \leq 1,3 \cdot 5,41 = 7 \text{ кА},$$

где  $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$  - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

$k_n$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_m},$$

$$I_{ср.р} = 114,9 \cdot \frac{1}{10} = 11,5 \text{ А},$$

где  $k_{сх}$  - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду  $k_{сх} = 1$ ; в треугольник и на разность фаз  $k_{сх} = \sqrt{3}$ );

$n_m$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока,  $50/5 = 10$ .

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_{\psi} \geq k_{\psi}' \cdot \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з}},$$

$$k_{\psi} \geq 1 \cdot \frac{4710}{114,9} = 41,$$

где  $I_{к.мин}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

$k_{\psi}'$  - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

Выбор максимальной токовой защиты

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (14.12)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,25 \cdot 2}{0,8} \cdot 36,79 = 114,9 \text{ А},$$

где  $I_{раб.макс}$  - первичный номинальный ток, согласно таблице 2;

$K_n$  - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{сам}$  - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);



$K_B$  - коэффициент возврата принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(3)} \cdot 0.87}{I_{\text{с.з.}} \cdot K_T} \geq 1.5, \quad (14.13)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5410 \cdot 0.87}{114.9 \cdot 25} = 1.64 \geq 1.5,$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{с.з.}}_{\text{МТЗ}} = t_{\text{нр max}} + \Delta t, \quad (14.14)$$

$$t_{\text{с.з.}}_{\text{МТЗ}} = 0.7 + 0.5 = 1.2 \text{ с.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = K_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{ТА}}}, \quad (14.15)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 114.9}{10} = 20 \text{ A.}$$

#### 14.7 Сигнализация

Сигнализация предусматривается для отображения на диспетчерских пунктах положения и состояния основного коммутационного оборудования.

Сигнализация предусматривается на трансформаторных подстанциях в следующем объеме:

1) Сигнализации положения коммутационного оборудования подстанций (как правило, система сигнализации передает сведения о дискретных состояниях контролируемых объектов, например, «включено» - «выключено»);

2) Аварийно-предупредительной сигнализации:

- работа защиты – один общий сигнал,

- авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение) – один сигнал для всех трансформаторов,
- ненормальная работа трансформатора (сигнализация о перегрузке, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла) – один сигнал с трансформатора,
- земля на секции 10 кВ – один сигнал с секции,
- неисправность на подстанции (неисправность во вторичных цепях, попадание напряжения на подстанции, выход из строя стабилизатора питания) – один общий сигнал,

На двухобмоточных трансформаторах амперметр устанавливается в цепи одной из обмоток, так как токи в обмотках пропорциональны и по одному амперметру можно судить о нагрузке обеих обмоток. Ввиду практического отсутствия перекоса нагрузок у трансформаторов на них обычно устанавливается амперметр лишь на одной фазе. У трансформаторов с заземленной нейтралью амперметры устанавливаются во всех трех фазах.



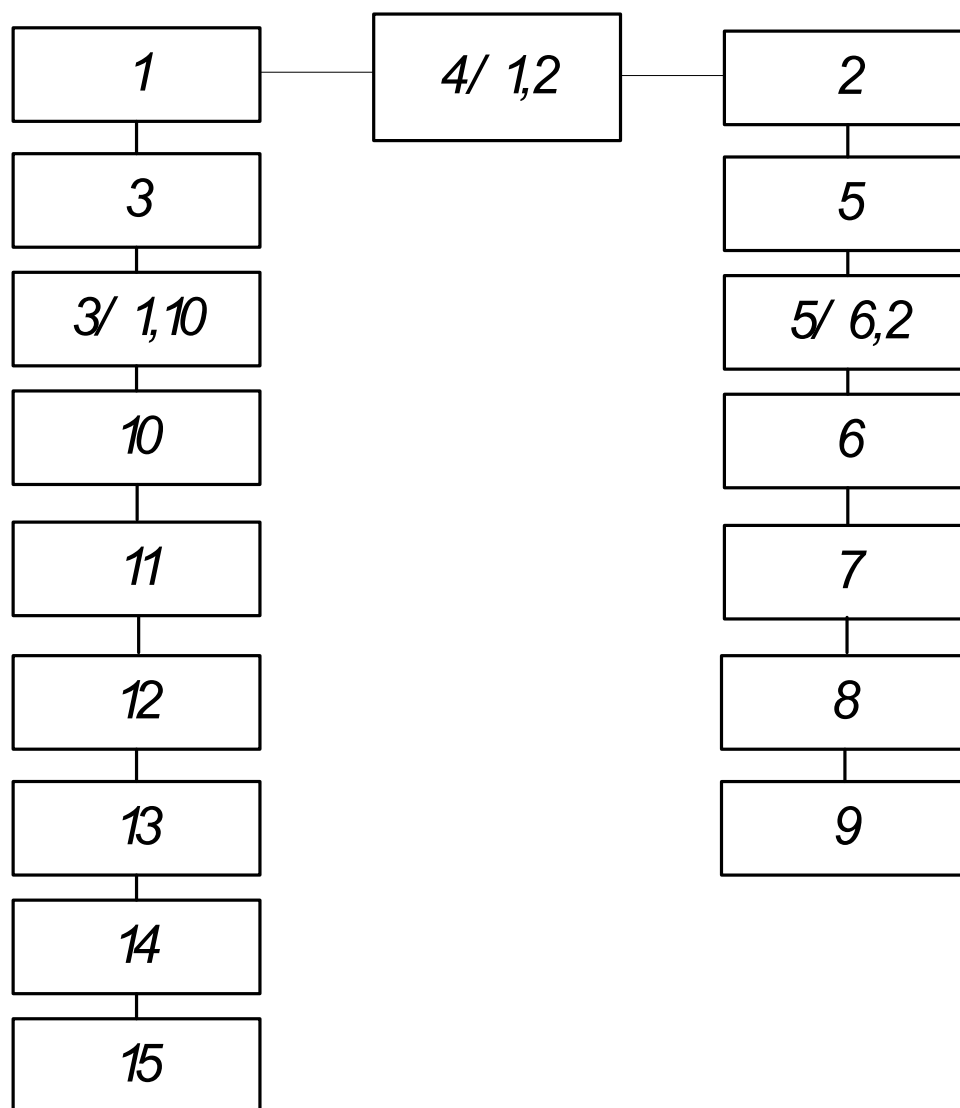


Рисунок 15.2 – Схема замещения сети 10 кВ

Находим вероятности отказа для различных элементов:

Определим вероятность отказа, то есть вероятность того, что за заданный промежуток времени, при заданных условиях произойдет хотя бы один отказ, [25].

Вероятность отказа определим по формуле:

$$q = \frac{\omega \cdot T_{\text{в}}}{T_2} \quad (15.1)$$

где  $\omega$  - частота отказов, 1/г;

$\dot{\sigma}_{\bar{a}}$  – время восстановления элемента, час;

$\dot{\sigma}_{\bar{a}}$  - количество часов в году.

Вероятность отказа линии 10 кВ:

$$q_{л10} = \frac{0,075 \cdot 0,7 \cdot 16}{8760} = 9,589 \cdot 10^{-5}$$

Вероятность отказа выключателей определяется по математической модели вероятности отказа с учетом смежных элементов и их РЗиА по формуле:

Смежные элементы рассчитывается по формуле модели отказа выключателя:

$$q_B = q_{cm} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (1 - \sum_{i=1}^n (1 - q_{ipз})) \cdot (1 - \sum_{i=1}^n (1 - q_{jcm})) + a_{on} \cdot N_{on} \quad (15.2)$$

где  $q_{cm}$  - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии:

$$q_{cm} = q_s + n \cdot q_p$$

$q_s$  - вероятность отказа выключателя;

$q_p$  - вероятность отказа смежного элемента (разъединитель);

$n$  - количество смежных элементов;

$a_{кз}$  - относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;

$a$  - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ ( $a = 1$ );

$K_{АПВ}$  - коэффициент успешного действия АПВ  $K_{АПВ} = 0$ ;

$q_{ipз}$  - вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;

$q_{jcm}$  - вероятность отказа смежных элементов;

$a_{on}$  - частота отказов при оперативном отключении;

$N_{on}$  - число оперативных отключений:

$$N_{on} = \sum \mu_i$$

$\mu_i$  - частота капитальных ремонтов.

Для выключателя 10 кВ вероятность отказа:

$$q_{B-3} = 7,705 \cdot 10^{-6} + 0,0027 \cdot (1+1 \cdot 0) \cdot (1 - (1 - 0,002)) \cdot (1 - (1 - 7,705 \cdot 10^{-6}) \cdot (1 - 9,589 \cdot 10^{-5})) + 0,0022 \cdot (0,15 + 1) = 7,995 \cdot 10^{-6}$$

Для остальных элементов результаты расчёта вероятности отказов сводятся в таблицу 15.2.

Таблица 15.2 - Результаты расчёта вероятности отказов

Элемент	Номер элемента на схеме	$q$
Линия 10 кВ – 10	10	$9,589 \cdot 10^{-5}$
Линия 10 кВ – 12	12	$2,74 \cdot 10^{-5}$
Линия 10 кВ – 14	14	$3,425 \cdot 10^{-5}$
Линия 10 кВ – 6	6	$1,233 \cdot 10^{-4}$
Линия 10 кВ – 8	8	$1,233 \cdot 10^{-4}$
Выключатель на U=10 кВ - 3	3	$7,995 \cdot 10^{-6}$
Выключатель на U=10 кВ - 4	4	$7,781 \cdot 10^{-6}$
Выключатель на U=10 кВ - 5	5	$7,995 \cdot 10^{-6}$
Шины 10 кВ	1,2	$3,836 \cdot 10^{-4}$
Трансформатор	12,15	$3,425 \cdot 10^{-5}$

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{пр.наиб} \tag{15.3}$$

где  $\omega_{\text{пр.наиб}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений, определяется исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов, 1/год.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (15.4)$$

где  $q_{\text{пр}}$  - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_z} \quad (15.5)$$

$\omega^*$  находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.нб}}. \quad (15.6)$$

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

$$q_c = K_{\text{ПС}} = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \lambda_{\text{пр1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \lambda_{\text{пр2}} \cdot q_1 \quad (15.7)$$

где  $K_{\text{пр}i}$  - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{\text{пр}i} = 1 - e^{\frac{-t_{\text{пр}i}}{t_{\text{Вэкс}}}} \quad (15.8)$$

Подробно расчёт по описанному выше алгоритму представлен в приложении А, итоговый параметр потока отказов и вероятность отказа системы:

$$\omega_c = 0,0161,$$

$$q_c = 0,00822.$$

Среднее время безотказной работы системы определяется по формуле, г:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}, \quad (15.9)$$

$$T_c = \frac{1}{0,0161} = 62,1.$$

Расчётное время безотказной работы системы определяется по формуле,

г:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}, \quad (15.10)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,0161} = 6,5.$$

Среднее время восстановления системы находится, с:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}, \quad (15.11)$$

$$t_{BC} = \frac{0,0161}{0,00822} = 0,5.$$

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



$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760 , \quad (15.12)$$

$$W_{нед} = 2031 \cdot 0,00822 \cdot 8760 = 146222,2.$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c , \quad (15.13)$$

$$P_{нед} = 2031 \cdot 0,00822 = 16,7.$$

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

$$Y = Y_{уд} \cdot W_{нед}, \quad (15.14)$$

$$Y = 2,38 \cdot 146222,2 = 348008,9,$$

где  $Y_{уд}$ — удельный недоотпуск, принимается 2,38 у.е./кВт·ч.

Расчёты производятся в программе Mathcad по описанному выше алгоритму и показываются в приложении А.

## 16 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Так как в данной работе предусматривается реконструкция и замена проводов ВЛ фидера №8 ПС «Силикатная», то необходимо обеспечить безопасность персонала при производстве работ по реконструкции.

Рассмотрим меры безопасности при работе на высоте, при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами, а также правила техники безопасности при производстве отдельных видов работ, [26, 27, 28, 29, 30].

### 16.1 Меры безопасности при работе на высоте

Работы, при выполнении которых электромонтажник находится выше 1,5 м от поверхности рабочего настила, перекрытия или грунта, называются работами на высоте. К работе на высоте допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр, обучение требованиям безопасности труда, получившие специальное удостоверение.

Лица, допущенные к работе на высоте, проходят медицинский осмотр ежегодно.

Электромонтажные работы на высоте можно производить с лесов или подмостей с настилами шириной не менее 1 м, имеющих надежное ограждение в виде перил высотой не менее 1 м, а также с исправных стремянок и приставных лестниц. Раздвижные лестницы-стремянки должны иметь устройства, которые исключают возможность их самопроизвольного раздвигания. Приставные лестницы, устанавливаемые в местах движения транспорта или людей, ограждают или охраняют.

В необходимых случаях работать на высоте можно с неогражденных поверхностей или с постоянно укрепленных лестниц, но с обязательным применением проверенных и испытанных предохранительных поясов.

Предохранительные пояса должны быть снабжены паспортами и бирками. Пользоваться поясами, на которые нет паспортов, запрещается. Карабин

предохранительного пояса должен иметь или сломанной запирающей пружиной не допускается. Предохранительные пояса через каждые 6 мес испытывают на статическую нагрузку 30 Н в течение 5 мин. При работе с приставных лестниц и стремянок прикрепляться к ним предохранительными поясами запрещается.

Запрещается работать с лестниц и стремянок около работающих машин, оборудования и над ними, а также вблизи токоведущих частей, находящихся под напряжением и не защищенных от случайного прикосновения к ним. При необходимости работы в таких местах машины и оборудование должны быть отключены, а токоведущие части отключены и заземлены.

Для переноски и хранения инструментов, метизов, установочных элементов лица, работающие на высоте, должны быть снабжены индивидуальными сумками или инструментальными ящиками.

При выполнении работ на высоте запрещается подниматься и опускаться по тросам и канатам, пользоваться для этой цели подъемными монтажными механизмами, переходить по незакрепленным конструкциям и работать на них, а также перелезть через ограждения и садиться на них.

Запрещается подбрасывание каких-либо предметов для подачи работающим наверху. Инструменты, материалы и другие предметы необходимо подавать с помощью веревки, к середине которой их привязывают. Второй конец веревки должен находиться в руках у стоящего внизу работника, который удерживает поднимаемые предметы от раскачивания.

В случае гололеда, сильного ветра (более шести баллов), снегопада или дождя монтажные работы на высоте на открытом воздухе прекращают.

## **16.2 Меры безопасности при работе с монтажными инструментами, механизмами и измерительными приборами**

При выполнении монтажных работ разрешается применять только исправный ручной инструмент. Ручной инструмент не должен иметь поврежденных (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 неснимаемого покрытия из 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 прочным 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 и удаляют патрон.

Измерения переносными приборами должны производиться двумя лицами, причем одно из них должно иметь квалификационную группу не ниже четвертой, другое — не ниже третьей. Все измерения сопротивления в электроустановке производятся при снятом напряжении. Присоединение и отсоединение переносных приборов, требующие разрыва электрических 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 действия 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 скобами. При длительных перерывах и по окончании работы паяльник следует обязательно отключить от электросети.

При выполнении монтажных и пусконаладочных работ, а также при техническом обслуживании и ремонте технических средств и систем безопасности необходимо использовать паяльники, рассчитанные на питание переменным током напряжением не свыше 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, надежности контактных соединений в приборах, аппаратуре, оборудовании, шкафах, соединительных коробках и других элементах схемы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы были проведены расчёты нагрузок, определены токи КЗ в сетях 10 кВ, выбраны вакуумные выключатели на стороне 10 кВ ПС, оборудование стороны 10 кВ. Всё оборудование проверено по условиям необходимой работы, отвечает всем видам проверки по стойкости к токам КЗ. Оценена надёжность сетей 10 кВ аналитическим методом. Выполнены расчёты РЗиА внутренних сетей 10 кВ. Рассмотрены меры безопасности при работе по реконструкции сетей 10 кВ в районе фидера №8 ПС «Силикатная» при подключении новой ТП насосной сточных вод.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL:[http://www.2vf.ru/26121112161/331771624222023191210719127\\_12\\_2271771519135.htm](http://www.2vf.ru/26121112161/331771624222023191210719127_12_2271771519135.htm) (доступ от 1.06.2016).
2. URL: <http://www.blagraion.ru/> (доступ от 1.06.2016).
3. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 9-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2008. — 961 с.
4. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2008. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
5. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей, 2012: НЦ ЭНАС ISBN: 978-5-4248-0049-8
6. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
7. Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1). Электроэнергетические системы и сети Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. — 53 с.
8. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М. : Изд-во Стандартиформ. – 2014.
9. URL: <http://www.cbr.ru/> (доступ от 5.06.2016).
10. URL: <http://www.konstalin.ru/?StartID=266> (доступ от 1.06.2016).
11. URL:<http://newtariffs.ru/otrasli/elektroenergetika> (доступ от 10.06.2016).

12. Барановский А.И., Кожевников Н.Н., Пирадова Н.В. Экономика промышленности. Том. 2 Часть 1, 2008 г.
13. URL: <http://forca.ru/spravka/spravka/tehnicheskie-harakteristiki-sip-1-sip-2-sip-3-kamkabel.html> (доступ от 10.06.2016).
14. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.
15. Руководящие материалы по проектированию распределительных электрических сетей 2009 №4. Москва, ОАО ФСК ЕЭС, 2009. - 92 стр.
16. URL: <http://www.tavrida.ru> (доступ от 1.06.2016).
17. URL: <http://www.plctech.ru/> (доступ от 05.06.2016).
18. Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. ПЭИПК, г. Санкт-Петербург, 2004г.
19. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
20. URL: <http://www.elstersolutions.com/ru/index/> (доступ от 05.06.2016).
21. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2006. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
22. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.
23. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
24. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007

25. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.

26. РД 153-34.0-03.150-00. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – утв. Министерством энергетики РФ приказом от 27 декабря 2000 г. № 163.

27. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. – утв. зам. министра топлива и энергетики РФ от 11.02.2000 г.

28. РД 34.49.503-94. Типовая инструкция по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли. – утв. департаментом Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России» от 14.03.94 г.

29. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ-01-93. – Зарегистрировано в Минюсте РФ 27 декабря 1993 г., № 445.

30. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00