

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«18» 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения нового участка карьера  
Ольдой прииска Соловьёвский в Амурской области

Исполнитель  
студент группы 542-узб

  
14.06.2019  
подпись, дата

Е.Л. Бабушкин

Руководитель  
Доцент, канд.техн.наук

  
14.06.2019  
подпись, дата

А.Н. Козлов

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

  
14.06.2019  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
Профессор,  
канд.техн.наук

  
14.06.2019  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Бабушкина Евгения  
Михайловича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование электроснабжения нового участка на территории  
«Сельдоч» прииска «Соловьевский» Амурской области  
(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы  
полученные во время проектирования предыдущей  
проекции

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Климатическая характеристика района, Описание схемы  
электроснабжения, Выбор оборудования РУ, Выбор сечения ВЛ 6кВ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схемы электроснаб-  
жения прииска, Схемы электроснабжения дачи 208, Схема блока  
управления выключателем 6кВ на базе БЭМП

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности  
А.Б. Букин

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н.   
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 82 стр., 8 рисунков, 22 таблицы, 86 формул, 21 источник, 3 приложения.

ПОНИЖАЮЩАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЗАМЫКАНИЕ НА ЗЕМЛЮ, СИЛОВОЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЩИТА ЛИНИИ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной работе разработан проект системы внешнего электроснабжения Драги №208 карьера «Ольдой» АО «Прииск Соловьевский» Тындинского района Амурской области. Выполнен расчет основных технических данных питающей линии электропередачи для питания драги, определена марка провода и его сечение. Определены расчетные нагрузки всех электроприемников, которые расположены на драге. На основании полученных данных проведен расчет и выбор понижающего силового трансформатора для питания потребителей. Выполнено обоснование распределительных устройств высокого и низкого напряжения питающей подстанции. Выбрано силовое, защитное и измерительное оборудование необходимое для реализации проекта электроснабжения. Уделено особое внимание экономическим аспектам реализации проекта, в частности проведен расчет укрупненных стоимостных показателей на реализацию данного проекта. Определены основные опасные производственные факторы которые имеют место при выполнении строительно монтажных работ и при эксплуатации данного объекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика района	8
2 Описание технологического процесса	9
3 Характеристика потребителей электрической энергии	11
4 Описание схемы электроснабжения	14
5 Расчет низковольтной нагрузки потребителей драги и вахтового поселка	18
6 Выбор типа и номинальной мощности трансформаторов 6/0,4 кВ	21
7 Расчет нагрузок на стороне высокого напряжения трансформаторов 6/0,4 кВ	23
8 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения пс 35/6 кВ драга 208	26
8.1 Определение мощности компенсирующих устройств	26
9 Выбор силовых трансформаторов 35/6 ПС «Драга 208»	30
10 Выбор конструкции РУ ВН ПС 35кВ «Драга 208»	32
11 Выбор типа и сечения ВЛ 35 кВ	34
12 Оценка надежности выбранной схемы ОРУ	36
13 Расчет токов короткого замыкания	40
14 Выбор оборудования РУ	47
14.1 Выбор выключателей 35 кВ	47
14.2 Выбор выключателей 6 кВ	48
14.3 Выбор разъединителей	49
14.4 Выбор трансформаторов тока	49
14.5 Выбор трансформаторов напряжения	52
14.6 Выбор гибкой ошиновки	54
14.7 Выбор жестких шин 6 кВ	55
14.8 Выбор изоляторов 6 кВ	57
14.9 Выбор высокочастотного заградителя	58
14.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	58

14.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	58
15 Выбор сечения ВЛ 6 кВ	60
16 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	61
16.1 Проверка линий 6 кВ на воздействие токов КЗ	63
16.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	63
17 Защита трансформатора	65
17.1 Защита от перегрузки	65
17.2 Максимальная токовая защита	65
17.3 Газовая защита	66
18 Определение экономических показателей	67
19 Безопасность и экологичность	70
19.1 Безопасность	70
19.2 Экологичность	74
19.3 Чрезвычайные ситуации	77
Заключение	80
Библиографический список	81
Приложение А. Расчет электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ трансформаторов	83
Приложение Б. Расчет и выбор трансформаторов	84
Приложение В. Определение расчетной мощности нагрузки 6 кВ	85

## ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассматривается проект системы электроснабжения дороги № 208 карьера «Ольдой» прииска «Соловьевский» Тындинского района Амурской области. Для выполнения своих функций данного объекта необходимо соответствующее электроснабжение и поэтому в данной работе выполняется расчёт и выбор основного электротехнического оборудования предназначенного для надежного электроснабжения. Определены низковольтные нагрузки всех потребителей в частности оборудования самой драги таки вахтового поселка, выбрано соответствующее оборудование.

Актуальность работы заключается в необходимости организации электроснабжения нового потребителя драги №208 для выполнения ее функции. Функционирование данного объекта позволит создать дополнительные рабочие места, также в процессе эксплуатации будут производиться соответствующие финансовые отчисления в бюджет области, поэтому реализация данного проекта является весьма важным с точки зрения экономической и социальной выгоды.

Целью работы является определение оптимального варианта системы внешнего электроснабжения с экономической точки зрения, при учёте всех нормативных показателей по надежности для данного потребителя.

Для достижения указанной выше цели в работе решено значительное количество задач таких например как определение активной и реактивной мощности нагрузки потребителей дороги вахтового посёлка, определение технических характеристик питающих линий электропередач напряжением 6 кВ, характеристик и мощности силовых трансформаторов 6/0,4 кВ, выбор основного коммутирующего и измерительного оборудования для для полноценного функционирования объекта, также в работе рассматривается проектирование подстанции 35 кВ и питающей воздушной линии 35 кВ.

Дополнительные задачи которые будут решены в данной работе это определение экономической эффективности инвестиций в реализацию данного

проекта, в частности будет определена величина капиталовложений и определён ориентировочный срок окупаемости данного объекта. Уделено внимание безопасной эксплуатации электротехнического оборудования как при монтажно-наладочных работах так и во время его эксплуатации в отношении эксплуатирующего персонала.

При выполнении данной работы применялись такие программно вычислительные комплексы как Mathcad, графический редактор Visio и текстовый редактор MS Word.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Любое электротехническое оборудование может работать только в определенных климатических условиях, такими условиями могут быть; среднегодовая температура абсолютная максимальная либо минимальная температура, для воздушных линий электропередач очень важным параметром является район по ветровому давлению, район по толщине стенки гололеда, температура образования гололеда и так далее, для коммутационного оборудования важны такие показатели как степень загрязнения атмосферы, влажность воздуха в различное время года грозовая деятельность в данном районе.

Поэтому исходя из вышесказанного в таблице 1 приведены основные необходимые климатические условия в районе размещения объектов проектирования в части в частности подстанционного и линейного оборудования которые понадобятся при выборе и проверке последнего. При неправильном подборе электротехнического оборудования может произойти выход его из строя либо неправильна его работа, поэтому очень важно соответствие климатических условий выбранному оборудованию

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Температура воздуха среднегодовая	+1,5 °С
Температура воздуха абсолютная максимальная	+38 °С
Температура воздуха абсолютная минимальная	-50 °С
Район по пляске проводов	Низкий
Степень загрязнения атмосферы	I
Район по ветровому давлению	III
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	34

Используем указанные данные при выборе оборудования

## 2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Драги применяются для разработки месторождений золота, платины, касситерита, алмазов, ильменита, песка, гравия и других полезных ископаемых. Драгами преимущественно разрабатываются обводненные россыпные месторождения, расположенные в руслах рек, озерах, морях и океанах. Имеется опыт разработки драгами маловодных и даже безводных континентальных россыпных месторождений, расположенных на террасах. В этом случае используется искусственное водоснабжение и создаются специальные водоемы. Дrajный способ разработки россыпных месторождений является эффективным. Часто затраты на добычу 1 м<sup>3</sup> горной массы при дражном способе являются более низкими, чем при других способах. Кроме того, дражный способ менее энергоемкий по сравнению с экскаваторным и гидравлическим способами. Так, расход электроэнергии на 1 м<sup>3</sup> горной массы при дражном способе колеблется в пределах 1,8—3,5 кВт. Поэтому стоит вопрос об автоматизации и возможной модернизации драг.

Драга — плавающий горнодобычный агрегат, оснащенный землечерпательным (землесосным), обогатительным и другим оборудованием, обеспечивающим комплексную механизацию основного технологического процесса добычи, обогащения полезного ископаемого и удаления пустых пород.

Драги предназначены для разработки обводненных месторождений полезных ископаемых и извлечения ценных компонентов (золота, платины, олова, алмазов и др.). Применяются драги преимущественно на аллювиальных, элювиальных — делювиальных, прибрежно-морских и глубинно-морских россыпных и осадочных месторождениях за исключением валунистых, крепко сцементированных горными породами и вязкими глинами.

Драги подразделяются на два класса: континентальные (для разработки материковых месторождений), монтирующиеся, как правило, на плоскодонном понтоне (судне), и морские (для разработки месторождений прибрежной зоны и

в глубинной части акватории крупных озер, морей и океанов), монтирующиеся на килевых самоходных или буксируемых судах, обеспечивающих их эксплуатацию при штормовом волнении.

В зависимости от особенностей конструктивного исполнения драги могут классифицироваться по следующим признакам:

- *виду энергии*, используемой приводными механизмами, — электрические, дизель-электрические, дизельные и паровые;

- *возможной глубине выемки* (черпания) пород ниже уровня воды в разрезе — малой глубины (до 6 м), средней (до 18 м), глубокой (до 50 м) и сверхглубокой (свыше 50 м);

- *роду драгирующего аппарата* — многочерпаковые с прерывистой черпаковой цепью (с холостым звеном); то же, со сплошной черпаковой цепью; с грейферным ковшом; с ковшом драглайна; с роторным колесом;

- *вместимости черпака* — малолитражные (до 100 л), среднелитражные (100-250 л) и крупнолитражные (свыше 250 л);

- *способу передвижения* (маневрирования) — канатно-свайные, канатно-якорные.

В современной практике разработки россыпных месторождений наибольшее распространение получили многочерпаковые драги с черпаками вместимостью 50-600 л и предельной глубиной черпания до 50 м.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В данном разделе работы рассмотрим подробно всех потребителей которые в результате будут подключаться к шинам низкого напряжения понизительной подстанции 35/6 кВ. Характеристика потребителей необходима для качественного выполнения работы, в частности для определения активной и реактивной расчетной мощности нагрузки и последующего выбора оборудования. В таблице 2 приведены основные характеристики потребителей.

Таблица 2 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ

Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Коэффициент использования
1	2	3	4	5
Оборудование драги №208				
Приводной двигатель	1	320	0,9	0,5
Разгонный двигатель	1	28	0,9	0,5
Генератор привода цепи	1	192	0,8	0,65
Генератор привода мос. леб.	1	36	0,8	0,65
Возбудитель	1	12	0,9	0,3
Рамоподъёмная лебедка	2	60	0,75	0,05
Носовая вспомогательная лебедка	1	30	0,75	0,05
Лебедка свайных канатов	2	22	0,75	0,05
Бочка	1	125	0,8	0,65
Главный транспортер	1	40	0,9	0,7
Лебедка берегового моста	1	11,0	0,75	0,05
Лебедка подъема стакера	1	16,0	0,75	0,05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Кормовая вспомогательная лебедка	1	11,0	0,75	0,05
Лебедка кормовых канатов	2	16,0	0,75	0,05
Насос высокого давления	1	160,0	0,8	0,2
Насос низкого давления	1	160,0	0,8	0,2
Насос 6 НДВ	2	55,0	0,8	0,2
Компрессоры	2	4,5	0,8	0,7
Насос 2НФВМ	1	7,0	0,8	0,2
Вентилятор Ц4-70	1	1,7	0,8	0,7
Насос питания котла	1	20,0	0,8	0,2
Маслонасос ШДП	2	2,8	0,8	0,2
Станция густой смазки	1	1,0	0,8	0,2
Носовой кран поворота	1	1,7	0,75	0,05
Носовой кран подъема груза	1	5,0	0,75	0,05
Носовой кран подъема стрелы	1	2,8	0,75	0,05
Электрозадвижка	2	1,0	0,75	0,05
Передвижной насос	1	2,8	0,8	0,2
Калорифер	2	1,0	0,8	0,9
Оборудование вахтового поселка				
Освещение	1	20	0,8	0,8
Электрический обогрев	20	2,5	1	0,9

Рассмотрим подробно характеристику данного оборудования. Электроприемники драги по режиму работы в данном случае различаются как на потребителей с неизменной нагрузкой например калориферы либо основной транспортер которые продолжительное время работают без изменения нагрузки, также есть потребители с кратковременной нагрузкой в частности это электрические задвижки, краны, лебедки и т.д.

По номинальной мощности и напряжению также в потребителях драги имеется значительное различие: имеются потребители большой мощности такие как насосы мощностью до 160 кВт либо малой мощности: лебедки мощностью 11 кВт, вентилятор, насосы смазки, все указанные потребители

подключается на напряжение 0,4кВ. По роду тока все потребители подключаются к сети промышленной частоты 50 Герц.

По степени надежности электроснабжения в данном случае, согласно исходных данных, все потребители получают питание от одного источника питания в частности это одно цепная воздушная линия напряжением 35 кВ, один силовой трансформатор напряжением 35 кВ и понижающий трансформатор 6 кВ, следовательно все электроприемники относим к третьей категории, то есть при перерыве питания не происходит значительного нарушения в технологическом процессе либо возникновение угрозы для жизни людей.

#### 4 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На рисунке 1 представлена однолинейная схема электроснабжения на рассматриваемом участке сети. Рассмотрим подробно каждый участок сети: питание каждой драги осуществляется от РУ 35 кВ ПС «БАМ» по воздушной линии электропередачи соответствующим напряжением, ВЛ выполнена голым проводом марки АС 95. На ПС 35 кВ «Драга 208» как и на остальных подстанциях подобного типа в данном районе предполагается установка одного силового трансформатора 35/6 кВ, в качестве защитного аппарата на стороне высокого напряжения устанавливается силовой высоковольтный вакуумный выключатель предназначенный для снятия напряжения с трансформатора как в нормальном режиме работы например при выводе в ремонт либо в различного рода аварийных ситуациях при коротких замыканиях. Номинальная мощности и тип данного трансформатора будут определены далее, при этом на нем для регулирования напряжения будет применяться устройство РПН.

От трансформатора получает питание небольшое распределительное устройство 6 кВ включающее в себя вводной выключатель и два отходящих фидера один из которых резервный. В данном РУ так же при выборе будет отдаваться предпочтение вакуумному оборудованию как наиболее совершенному и надежному. Один из отходящих фидеров по лучевой схеме питает трансформаторную подстанцию номинальным напряжением 6/0,4 кВ предназначенную для питания вахтового поселка, далее отпайка в виде воздушной линии уходит непосредственно на драгу на которой расположено второе распределительное устройство 6 кВ.

Как указано на схеме питание данного РУ осуществляется через выключатель. В данном РУ расположено 3 силовых трансформатора подключенных к общим шинам посредством разъединителей. Трансформаторы питают непосредственно низковольтное оборудование в частности электродвигатели различных механизмов расположенных на самой драге

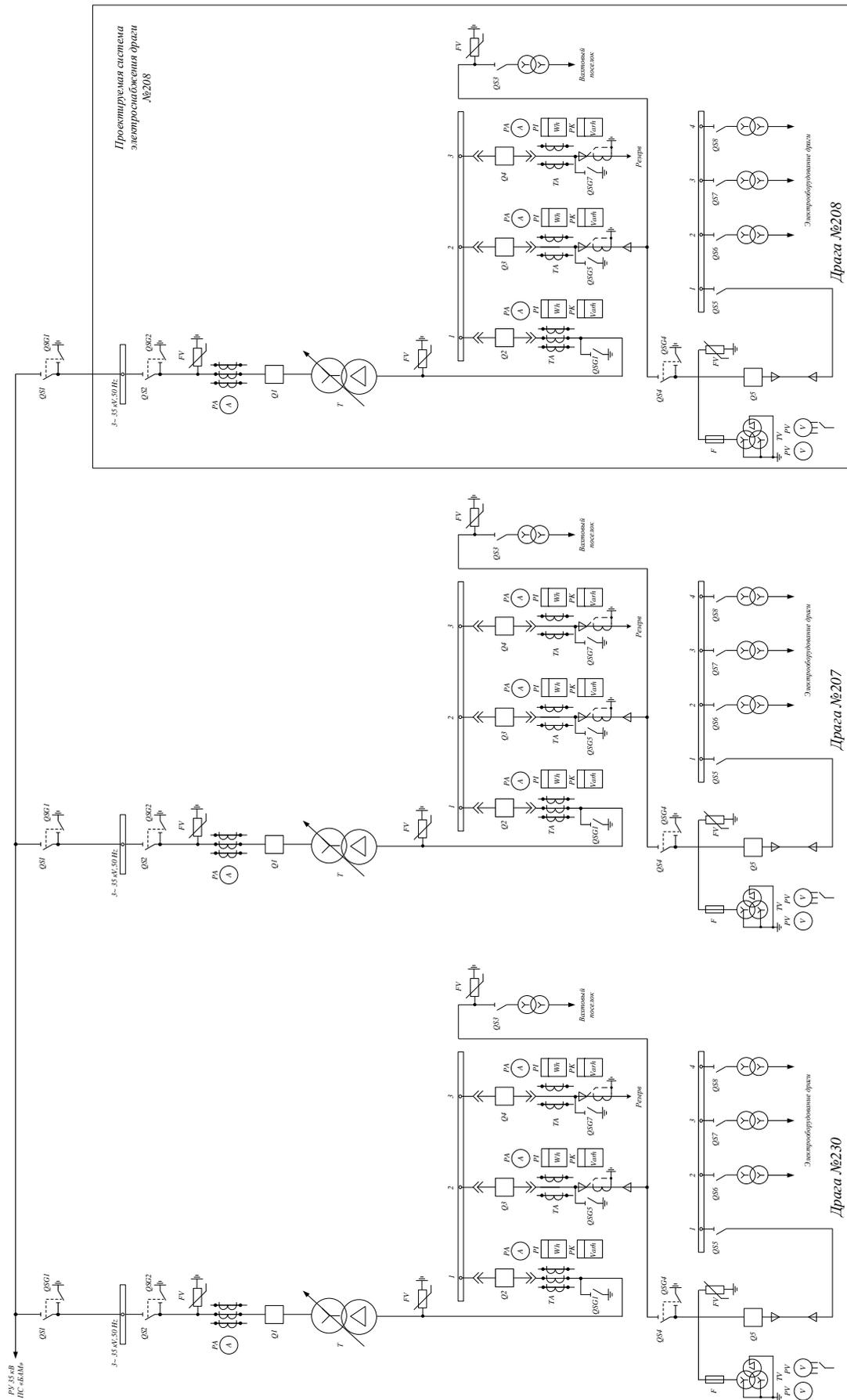


Рисунок 1 – Подробная однолинейная схема электроснабжения прииска

На рисунке номер 2 представлена схема внутреннего электроснабжения драги №208, как видно на рисунке внутри неё расположено распределительное устройство 6 кВ в котором установлены 4 ячейки выключателей и одна ячейка трансформатора напряжения. Вводное питание данного РУ осуществляется гибким кабелем 6 кВ. Как говорилось ранее в РУ выполненном по схеме «одна секция шин» расположено 3 силовых трансформатора от которых получают питание все электрические приемники данного объекта.

Распределительные устройства низкого напряжения 0,4 кВ общи количеством 8 шт. выполнены без резервирования и каждое из них имеет одностороннее питание. Основную часть потребителей драги составляют электрические двигатели различного назначения, также имеются щитки освещения, щитки управления, различная звуковая сигнализация, сварочное оборудование.

В следующем разделе будет производиться расчёт нагрузки от всех электроприемников драги, а также от потребителей трансформаторной подстанции вахтового поселка.

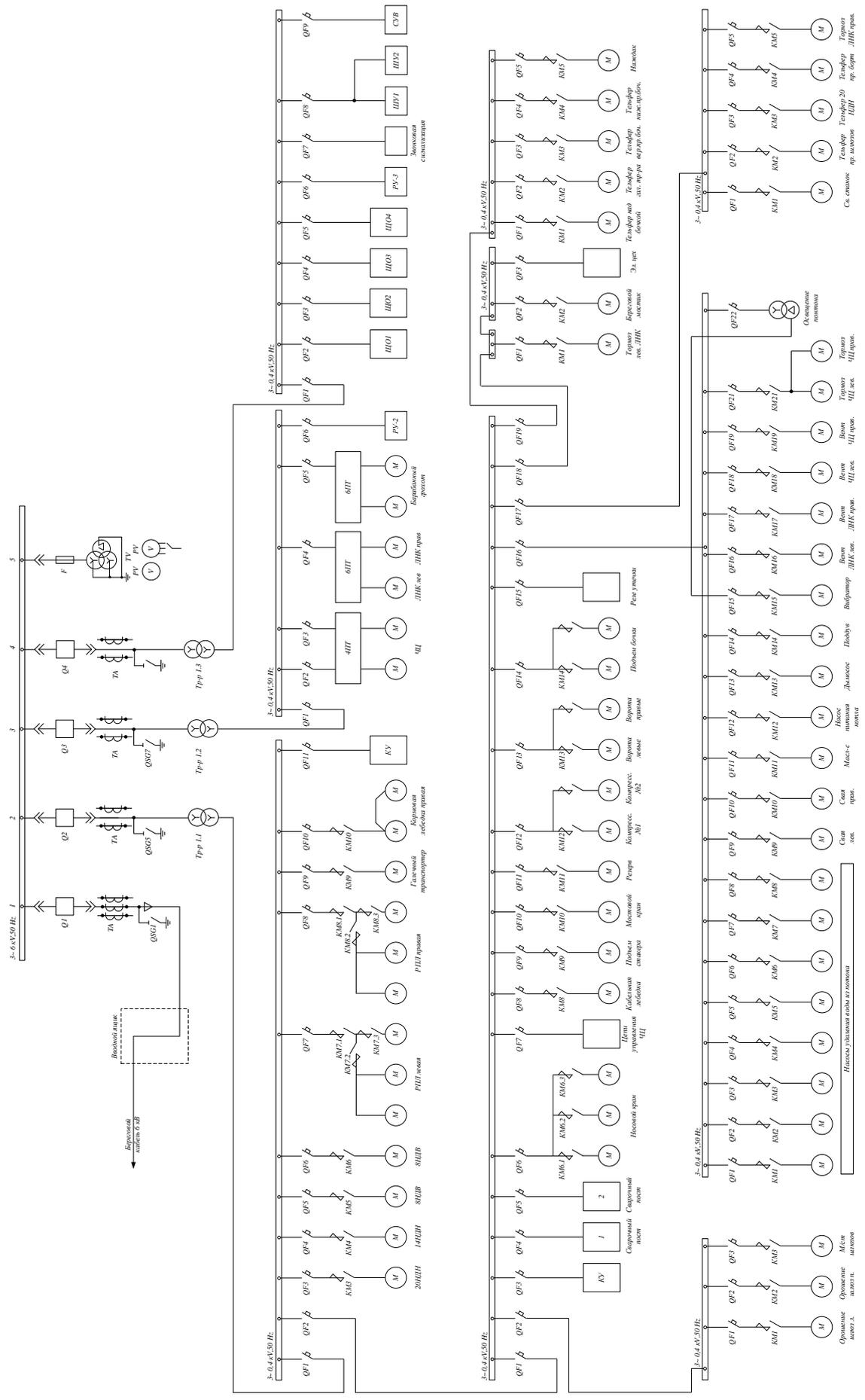


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема электроснабжения драги

## 5 РАСЧЕТ НИЗКОВОЛЬТНОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДРАГИ И ВАХТОВОГО ПОСЕЛКА

Согласно однолинейной схеме электроснабжения драги на ней установлено три силовых понизительных трансформатора под номерами 1.1, 1.2, 1.3 от которых непосредственно получают питание электрические двигатели и прочее оборудование. Так же от понизительного трансформатора 35 кВ получает питание и трансформаторная подстанция вахтового поселка. В данном разделе подробно рассмотрим расчет электрической нагрузки на примере оборудования драги в частности подключенного к трансформатору 1.2, в таблице 3 представлено оборудование которое непосредственно питается от последнего:

Таблица 3 – Данные по электрооборудованию трансформатора 1.2

Трансформатор	Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент мощности cosφ	Коэффициент использования
1.2	Бочка	2	125	0,8	0,65
	Главный транспортер	2	40	0,9	0,7
	Вентилятор Ц4-70	1	1,7	0,8	0,7

Предварительно определяем групповой коэффициент использования групп электроприемников для данного трансформатора по следующей формуле [3]:

$$K_{Игр} = \frac{\sum K_{Иi} \times P_{Ноmi}}{\sum P_{Ноmi}} \quad (1)$$

где  $K_{Иi}$  - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{Ноmi}$  - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт)

Проводим расчет на примере указанного оборудования:

$$K_{Исп} = \frac{2 \cdot 125 \cdot 0,65 + 2 \cdot 40 \cdot 0,7 + 1,7 \cdot 0,7}{2 \cdot 125 + 2 \cdot 40 + 1,7} = 0,66$$

Далее определяем эффективное число электроприемников по следующей формуле:

$$n_э = \frac{\left(\sum n_i \times P_{Но.мi}\right)^2}{\sum n_i \times P^2_{Но.мi}} \quad (2)$$

где  $n_i$  - число электроприемников.

Применительно к данному трансформатору [3]:

$$n_э = \frac{(2 \cdot 125 + 2 \cdot 40 + 1 \cdot 1,7)^2}{125^2 + 125^2 + 40^2 + 40^2 + 1,7^2} = 3,23$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам НН трансформатора 1.2 используя коэффициент использования по следующей формуле:

$$P_{cp} = \sum K_{Иi} \times P_{Но.мi} \quad (3)$$

$$P_{cp} = 2 \cdot 125 \cdot 0,65 + 2 \cdot 40 \cdot 0,7 + 1,7 \cdot 0,7 = 220,88 \text{ (кВт)}$$

По кривым зависимости определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. В данном случае принимаем  $K_p = 1,2$ , определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле [3]:

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p \quad (4)$$

$$P_p = 220,88 \cdot 1,2 = 265,06 \text{ (кВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН трансформатора (значение тангенса определяем по значению косинуса):

$$Q_{cp} = \sum K_{ли} \times P_{Но.м} \times tg \varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 2 \cdot 125 \cdot 0,65 \cdot 0,72 + 2 \cdot 40 \cdot 0,7 \cdot 0,47 + 1,7 \cdot 0,7 \cdot 0,72 = 150,78 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 рассчитывается по формуле:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 150,78 = 165,86 \text{ (квар)}$$

Далее проводим расчет полной мощности нагрузки по следующей формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (7)$$

$$S_p = \sqrt{265,06^2 + 165,86^2} = 312,67 \text{ (кВА)}$$

Таблица 4 – Результаты расчета низковольтной нагрузки на шинах трансформаторов драги и вахтового поселка

Драга			
Трансформатор	$P_p$ (кВА)	$Q_p$ (кВА)	$S_p$ (кВА)
1.1	721,45	452,36	851,54
1.2	265,06	165,86	312,67
1.3	125,23	60,15	138,93
Вахтовый поселок			
КТП	49,75	11,52	51,07

Используем полученные данные в дальнейших расчетах для выбора основного электротехнического оборудования. Так же расчет приведен в приложении А.

## 6 ВЫБОР ТИПА И НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

В данном разделе проводим расчет номинальной мощности и выбор типа трансформаторов которые будем использовать для установки на самой драге и не трансформаторной подстанции вахтового поселка.

Для определения расчетной мощности трансформатора воспользуемся формулой [5]:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (8)$$

где  $K_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных ТП как в данном случае  $K_3 = 0,8 - 0,85$ ;

$N$  – количество трансформаторов в данном случае 1,

$S_p$  - расчетная мощность нагрузки определенная ранее.

На примере трансформатора 1.2:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{265,06^2 + 165,86^2}}{0,85} = 367,85 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке сухой трансформатор имеющий литую изоляцию и защищенное исполнение ТСЗ номинальной мощностью 400 кВА и напряжением обмоток 6/0,4 кВ.

Далее необходимо определить фактический коэффициент загрузки:

$$K_{\text{эф}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{\text{но.мтр}} \cdot N} \leq K_3 \quad (9)$$

Фактический коэффициент загрузки:

$$K_{\text{эф}} = \frac{\sqrt{265,06^2 + 165,86^2}}{400} = 0,78$$

Результаты расчета остальных трансформаторов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет мощности трансформаторов

Драга				
Трансформатор	$S_p$ (кВА)	$S_{рпр}$ (кВА)	$S_{номпр}$ (кВА)	$K_{эф}$
1.1	851,54	1001,81	1000	0,85
1.2	312,67	367,85	400	0,78
1.3	138,93	163,45	160	0,87
Вахтовый поселок				
КТП	51,07	60,08	63	0,81

Расчет показывает что все коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение значит расчет выполнен правильно, далее приводим технические данные трансформаторов, необходимые для дальнейших расчетов. Как видно по таблице 6 на трансформаторной подстанции вахтового поселка принимаем к установке силовой трансформатор типа ТМГ – маслонаполненный трансформатор герметичного исполнения без расширительного бака. На самой драге принимаем сухие трансформаторы с литой изоляцией имеющие защитное исполнение.

Таблица 6 - Технические данные трансформаторов

Марка	$\Delta P_x$ (кВт)	$\Delta P_k$ (кВт)	$U_k$ (%)	$I_x$ (%)
ТМГ – 63/6	0,36	1,09	5,5	3,3
ТСЗ – 160/6	0,7	2,7		4,0
ТСЗ – 400/6	1,3	5,4		3,0
ТСЗ – 1000/6	3,0	11,2		1,5

На основании полученных данных необходимо определить мощность приведенную к напряжению ВН трансформаторов 6/0,4 кВ а далее выбирать трансформатор 35/6 кВ. Так же расчет приведен в приложении Б.

## 7 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

В данном разделе будут определены расчетные мощности на шинах высокого напряжения всех трансформаторных подстанций (трансформаторов). Данный расчет выполняется с использованием таких данных трансформаторов как потери короткого замыкания и потери холостого хода которые в результате суммируются с нагрузкой на шинах низкого напряжения соответствующих трансформаторов. После суммирования всех расчетных нагрузок трансформаторов производится умножение полученного значения на коэффициент совмещения максимумов нагрузки.

Расчет мощности потребляемой на напряжении 6 кВ необходим в дальнейших расчетах при выборе линейного оборудования сети и силового оборудования ПС 35/6 кВ «Драга 208». Расчет потерь активной мощности в трансформаторах определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки фактический по следующей формуле [5]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (10)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тн.ом}} + \frac{I_x \cdot S_{тн.ом}}{100} \quad (11)$$

где  $P_n$  - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)

$R$  - активное сопротивление трансформатора (ом)

$X$  - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Приводим пример расчета потерь мощности на примере трансформатора 1.2:

$$\Delta P_m = 5,4 \times 0,78^2 + 1,4 = 4,59 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \times (312,67)^2}{100 \times 400} + \frac{3,0 \times 400}{100} = 25,44 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторе:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (12)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,59^2 + 25,44^2} = 25,85 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данного трансформатора путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторе:

$$P_{pвн} = P_{pни} + \Delta P_m \quad (13)$$

$$Q_{pвн} = Q_{pни} + \Delta Q_m \quad (14)$$

$$S_{pвн} = S_{pни} + \Delta S_m \quad (15)$$

где  $P_{pни}$  - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения трансформаторов (кВт)

$Q_{pни}$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения (квар)

$S_{pни}$  - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения (кВА)

Для трансформатора 1.2:

$$P_{рвн} = 265,06 + 4,59 = 732,54 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рвн} = 165,86 + 25,44 = 191,3 \text{ (квар)}$$

$$S_{рвн} = 312,67 + 25,85 = 338,52 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных КТП результаты сводим в таблицу 7

Таблица 7 – Определение расчетных мощностей 6 кВ трансформаторов

Наименование трансформатора	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{рвн}$ (кВт)	$Q_{рвн}$ (квар)	$S_{рвн}$ (кВА)
1.1	11,09	54,88	55,99	732,54	507,24	907,53
1.2	4,59	25,44	25,85	269,65	191,30	338,52
1.3	2,74	13,03	13,32	127,97	73,18	152,25
КТП	1,08	4,36	4,49	50,83	15,88	55,56
Сумма				1180,99	787,6	1453,86

Полученные данные используем в дальнейших расчетах. Так же расчет приведен в приложении В

## 8 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПС 35/6 КВ «ДРАГА 208»

На основании полученных данных далее проводим расчет полной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС 35/6 кВ «Драга 208», для выполнения данного расчета производится суммирование полученных расчетных нагрузок на стороне высокого напряжения каждого трансформатора и умножение полученного значения на коэффициент совмещения максимумов нагрузок – зависящего в свою очередь от количества трансформаторов. Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле [3]:

$$P_{pПС} = k_C \cdot \Sigma(P_{pвн}) \quad (16)$$

$$Q_{pПС} = k_C \cdot \Sigma(Q_{pвн}) \quad (17)$$

$$S_{pПС} = k_C \cdot \Sigma(S_{pвн}) \quad (18)$$

где  $k_C$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, при количестве трансформаторов от 3 до 5 принимаем равным 0,85  $S_{pнн}$ ,  $P_{pнн}$ ,  $Q_{pнн}$  - расчетная полная, активная, реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения трансформаторов.

$$P_{pПС} = 0,85 \times (1180,99) = 1003,84 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pПС} = 0,85 \times (787,6) = 669,46 \text{ (квар)}$$

$$S_{pПС} = 0,85 \times (1453,86) = 1253,78 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные позволяют выполнить выбор силового трансформатора на подстанции 35/6 кВ «Драга 208».

### 8.1 Определение мощности компенсирующих устройств

В данной работе в связи с наличием двигательной нагрузки стоит вопрос о компенсации реактивной мощности, УКРМ – устройства компенсации

реактивной мощности позволяют значительно разгрузить электрические сети путем выработки реактивной энергии непосредственно у потребителя и тем самым снизить токовую нагрузку ЛЭП (и как следствие повысить уровень напряжения). В данном разделе рассмотрим вопрос о необходимости установки таких устройств на ПС 35/6 кВ «Драга 208». Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (квар):

$$Q_k = Q_{pПС} - P_{pПС} \cdot tg \cdot \varphi \quad (19)$$

где  $tg \varphi$  – предельный коэффициент реактивной мощности (для сетей 35 кВ принимается равным 0,4)

$Q_{pПС}$  - расчетная реактивная мощность электроприемников на шинах низкого напряжения ПС «Драга 208» согласно расчетным данным (квар).

$P_{pПС}$  - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС 35/6 кВ «Драга 208» согласно расчетным данным (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (квар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_k}{2} \quad (20)$$

где  $Q_{k1}$  - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 6 кВ (квар)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (21)$$

где  $Q_{ном}$  - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Драга 208», мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 669,46 - 1003,84 \cdot 0,4 = 267,92 \text{ (квар)}$$

Полученное значение делим на две секции и получаем требуемую мощность УКРМ которая должна располагаться на одной секции 6 кВ ПС:

$$Q_{k1} = \frac{267,92}{2} = 133,96 \text{ (квар)}$$

Принимаем значение номинальной мощности из стандартного ряда мощностей: 150 квар, принимаем для установки автоматически регулирующую установку типа ВАРНЕТ-А, номинальным напряжением 6.3 кВ, далее определяем фактическую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{Kф} = 150 \cdot 2 = 300 \text{ (квар)}$$

По полученному значению определяем реактивную мощность которая будет поступать потребителям из сети через силовой трансформатор 35/6 кВ (некомпенсированная мощность):

$$Q_{неск} = 669,46 - 300 = 369,46 \text{ (квар)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности в данном случае значительно снижает количество передаваемой реактивной энергии из сети.

Приведем краткую характеристику принятых устройств ВАРНЕТ – А:

Данного рода устройства предназначены для выработки реактивной мощности непосредственно у потребителя. Реактивная мощность, вырабатываемая УКРМ, происходит в автоматическом режиме путем подключения необходимого числа косинусных конденсаторов. Регулируемая установка обеспечивает подключение ступеней конденсаторных батарей заданной мощности посредством регулятора. Регулятор определяет угол коррекции между фазным напряжением и током. В случае наличия отклонения от заданного значения происходит подключение конденсаторных батарей, при

этом учитывается их мощность, число подключений, время необходимое для разряда конденсаторов и т. д. Регулятор обеспечивает измерение и индикацию: параметров сети, средне недельного коэффициента мощности, числа перегрузок установки. В автоматических установках одна ступень может быть включена постоянно, другие могут быть подключены или отключены в автоматическом режиме.

## 9 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС 35/6 КВ «ДРАГА 208»

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. В данном случае учитывая категорию потребителей получающих питание от рассматриваемой подстанции принимаем в расчете установку одного трансформатора на ПС «Драга 208»

Требуемая номинальная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [6]:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{pПС}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \times K_3^{opt}} \quad (22)$$

где  $S_{mp}$  – требуемая номинальная мощность трансформатора (кВА);

$P_{pПС}$  – расчетная активная мощность на шинах 6 кВ (кВт);

$Q_{неск}$  – расчетная некомпенсированная реактивная мощность на шинах 6 кВ;

$n_T$  – принятое количество трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (принимается равным 0,85).

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{1003,84^2 + 369,46^2}}{1 \times 0,85} = 1285,03 \text{ (кВА)}$$

Принимаем ближайшее большее значение мощности: 1600 кВА, и рассчитываем фактический коэффициент загрузки по следующей формуле:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{рПС}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \times S_{тн\text{юм}}} \quad (23)$$

где  $S_{тн\text{юм}}$  – номинальная мощность трансформатора (кВА);

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{1003,84^2 + 369,46^2}}{1 \times 1600} = 0,67$$

Проверка нового силового трансформатора показала, что коэффициент загрузки имеет приемлемое значение а следовательно перегрузка трансформатора происходить не будет. Технические параметры выбранного типа трансформатора приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические параметры силового трансформатора ТМН 1600/35/6

Тип трансформатора	$U_k$ (%)	$I_x$ (%)	$U_{вн}$ (кВ)	$U_{нн}$ (кВ)	$P_k$ (кВт)	$P_x$ (кВт)
ТМН 1600/35/6	6,5	1,5	37	6,3	18	2,9

На основании данных о принятом оборудовании далее проводится расчет токов короткого замыкания в РУ 35, 6 кВ ПС «Драга 208» с последующим выбором оборудования.

## 10 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ РУ ВН, НН ПС 35 КВ «ДРАГА 208»

В качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции «Драга 208» предполагается его установка по схеме «Блок линия – трансформатор с выключателем». Данная схема применяется для тупиковых и ответвительных подстанции с числом присоединений 1 и номинальным напряжением 35-220 кВ. При этом на напряжении 6 кВ применяется стандартная схема с одной секцией шин.

Однолинейная схема подстанции «Драга 208» представлена на рисунке 3.

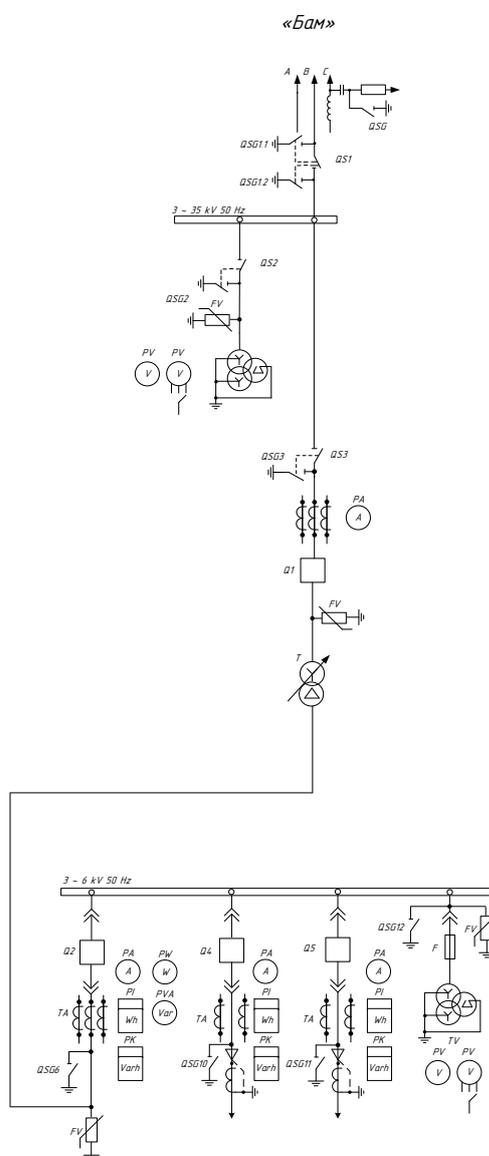


Рисунок 3 - Однолинейная схема ПС «Драга 208»

Данная схема электроснабжения не обладает высокой надежностью, однако имеет простую конструкцию и наглядность.

Данный тип распределительного устройства принят в соответствии с категорией потребителей подключенных к шинам низкого напряжения подстанции, а именно 3 категория.

При повреждении линии, она отключается с двух сторон, со стороны питающей подстанции и линейным выключателем на подстанции, при этом для обеспечения питания потребителей на шины низкого напряжения может быть подано питание со стороны дизель-генераторной станции.

При такой наглядной схеме электроснабжения, значительно упрощаются оперативные переключения.

Главным минусом данной конструкции ОРУ является отсутствие резерва, т.е. при отключении защитой шин низкого напряжения попадают под отключение все потребители подстанции, до запуска резервной дизельной электростанции.

## 11 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЯ ВЛ 35 КВ

В данном дипломном проекте рассматривается проектирование дополнительной связи между подстанциями «Драга 207» - «Драга 208» согласно заданию проекта ВЛ должна иметь номинальное напряжение 35 кВ. Протяженность рассматриваемой ВЛ составляет 10,63 км

Исходя из вышесказанного определяем сечение ВЛ согласно [4] по экономическим токовым интервалам в режиме питания ПС «Драга 208» от ПС «Бам». Расчетный ток в сечении рассчитывается по следующей формуле [7]:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (24)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ВЛ;

$P_{\text{макс}}$ ,  $Q_{\text{неск}}$  – максимальные активная и реактивная мощности протекающие по ВЛ. (МВт, МВАр)

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимума нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ  $\alpha_i$  принимается равным 1,05.

Для  $T_m$  равному 1000 - 3000 часов  $\alpha_T$  принимается равным 0,9.

Определяем значение максимального тока в сечении:

$$I_p = \frac{\sqrt{1,0^2 + 0,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,9 = 17,6 \text{ (А)}.$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая количество цепей и климатическую характеристику рассматриваемого района, принимаем

для ВЛ проводник марки АС 95/16 (сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой части  $95 \text{ мм}^2$  и несущей стальной  $16 \text{ мм}^2$ ).

Воздушную линию электропередачи принимаем на стальных опорах для увеличения надежности электроснабжения потребителей ПС «Драга 208».

## 12 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВЫБРАННОЙ СХЕМЫ ОРУ

На рисунке 4 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «Драга 208».

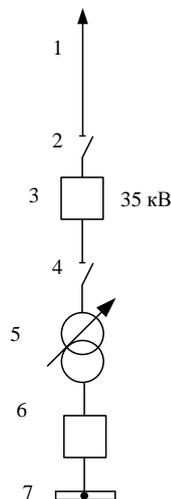


Рисунок 4 - Схема электроснабжения подстанции «Драга 208»

Для удобного расчета каждый элемент по направлению движения мощности нумеруется.

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: параметр потокоотказов  $\lambda$  (1/год), среднее время восстановления  $t_{в}$  (час), частота преднамеренных отключений  $\lambda_{пр}$  (1/год), среднее время преднамеренных отключений  $t_{пр}$ . Параметры элементов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - параметры элементов

Элемент	$\lambda$ , 1/год	$t_{в}$ , часов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	$t_{пр}$ , часов.
Выключатель 35 кВ	0,023	25	0,14	9
Разъединитель 35 кВ	0,01	6	0,166	5,5
Воздушная линия 35 кВ (на 100 км)	0,0063	10	0,8	15
Трансформатор 35 кВ	0,007	65	0,25	26
Выключатель 6 кВ	0,023	25	0,14	9
Сборные шины 6 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,166	5

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется [9]:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{Г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} \quad (25)$$

$$q_{вл} = \frac{0,0063 \cdot 10}{8760} \cdot 30,74 \cdot \frac{1}{100} = 3,79 \cdot 10^{-6}$$

где  $T_{Г}$  – число часов в году (час).

$l$  - длина ВЛ (км).

Для шин 6 кВ:

$$q_{ш6} = \frac{\lambda_{ш6} \cdot t_{ш6}}{T_{Г}} \cdot n_{пр} \quad (26)$$

$$q_{ш6} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 3 = 1,44 \cdot 10^{-4}$$

Для разъединителей 35 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{Г}} \quad (27)$$

$$q_{р} = \frac{0,01 \cdot 6}{8760} = 6,849 \cdot 10^{-6}$$

Для трансформатора 35 кВ:

$$q_{м} = \frac{\lambda_{м} \cdot t_{м}}{T_{Г}} \quad (28)$$

$$q_{м} = \frac{0,007 \cdot 65}{8760} = 5,194 \cdot 10^{-5}$$

Для выключателя 35 кВ:

$$q_{в} = \frac{\lambda_{в35} \cdot t_{в35}}{T_{Г}} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{оп} \cdot N_{оп} \quad (29)$$

где  $a_{кз}$  - относительная частота отказов при автоматических отключениях

поврежденных смежных элементов  $a_{кз} = 0,005$  ;

$q_{смеж}$  - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{он}$  - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях  $a_{он} = 0,003$ ;

$N_{он}$  - число оперативных переключений в год, для данной схемы  $N_{он} = 6$ ;

Для выключателя 35 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{ε35} = \frac{0,007 \cdot 25}{8760} + 0,005 \cdot (3,79 \cdot 10^{-6} + 5,194 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 6 = 0,02$$

Для выключателя 6 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 6 кВ

$$q_{ε6} = \frac{0,023 \cdot 25}{8760} + 0,005 \cdot (1,44 \cdot 10^{-4} + 5,194 \cdot 10^{-5}) + 0,003 \cdot 6 = 0,02$$

Вся цепь передачи мощности представляет собой некоторое количество последовательно соединенных элементов, следовательно всю цепь можно рассматривать как один элемент с параметрами определяемыми ниже. Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 6 кВ.

Параметр потока-отказов цепи

$$\lambda_{ц} = \sum \lambda_i + \lambda_{нр\max} \quad (30)$$

$$\lambda_{ц} = 0,26 + 0,99 = 1,25 \text{ (1/Год):}$$

где  $\lambda_i$  - параметр потока-отказов всех элементов в цепи ;

$\lambda_{нр\max}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений  $\lambda_{пр}$ ;

Вероятность отказа цепи:

$$q_{ц} = \sum q_i + \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{T_{Г}} \quad (31)$$

$$q_{ц} = \sum q_i + \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{T_{Г}} = 0,04$$

где  $q_i$  - вероятность отказа каждого элемента в цепи ;

Время восстановления цепи:

$$t_{вц} = \frac{q_i \cdot T_{Г}}{\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}} \quad (32)$$

$$t_{вц} = \frac{q_i \cdot T_{Г}}{\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}} = 33,51 \text{ (час)}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{ц}} \quad (33)$$

$$T_c = \frac{1}{1,25} = 0,8 \text{ (лет)}$$

Таким образом при расчете параметров надежности электроснабжения ПС «Драга 208» были получены следующие данные, вероятность отказа цепи, начиная от ВЛ 35 кВ до шин низкого напряжения 6 кВ, составляет 0,04 ед, при этом время восстановления системы составит 33,51 часа.

### 13 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ, периодической составляющей тока КЗ в момент отключения, аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место КЗ выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай.

Данный расчет проводился для выбора оборудования на ОРУ 35 кВ ПС «Драга 208». Наибольший ток КЗ в ОРУ 35 кВ будет при КЗ за выключателем 35 кВ а так же в РУ 6 кВ наибольший ток будет на шинах, схема представлена на рисунке 5.

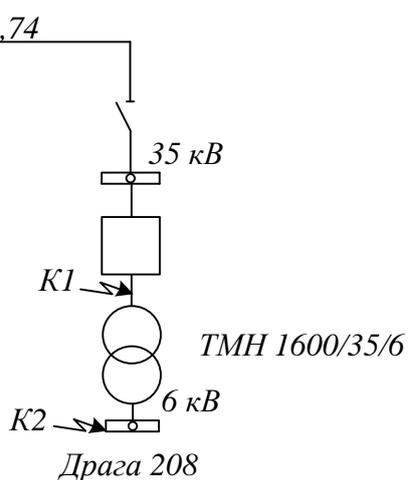


Рисунок 5 – Расчетное место КЗ на ПС «Драга 208»

Последовательное преобразование схемы относительно двух точек короткого замыкания представлено на рисунке 6.

Расчет токов КЗ проведем в именованных единицах приближенным методом. Первоначально расчет проводим относительно точки короткого замыкания К1, за базисную ступень трансформации принимаем шины высокого напряжения подстанции «Драга 208».

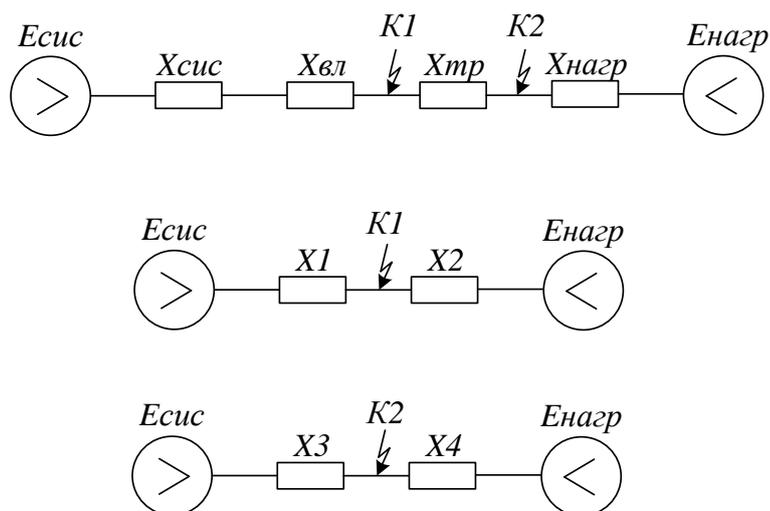


Рисунок 6 – Схема замещения

Сопротивление системы определяется через мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ подстанции - «Бам», соответственно ток трехфазного короткого замыкания определяется через отключающую способность выключателя установленного на этой подстанции ( номинальный ток отключения 20 кА)

Сопротивления ЛЭП, трансформаторов, нагрузки и системы рассчитываются соответственно по формулам:

Определяем мощность короткого замыкания по формуле (МВА):

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{н.откл} \quad (34)$$

где  $S_{кз}$  – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Бам»

$U_c$  – среднее напряжение на стороне 35 кВ (кВ);

$I_{н.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя 35 кВ ПС «Бам» (кА);

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 20 = 1281,7 \text{ (МВА)}$$

Сопротивление системы соответственно:

$$X_{сис} = \frac{U_c^2}{S_{кз}} \quad (35)$$

$$X_{сис} = \frac{37^2}{1281,7} = 1,07 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{вл} = X_{уд} \cdot L \text{ (Ом)} \quad (36)$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 35 кВ (Ом/км)

$L$  – длина ВЛ (км);

$$X_{вл} = 0,4 \cdot 30,2 = 12,08 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление трансформатора приведенное к высокой стороне:

$$X_{тр} = \frac{u_k \cdot U_{сп}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (37)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА)

$$X_{тр} = \frac{10,5 \cdot 37^2}{100 \cdot 1,6} = 89,84 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление нагрузки приведенное к высокой стороне, учитывается сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах равно 0,35 (Ом):

$$X_{нагр} = \frac{x_{отн.нагр} \cdot U_{ср}^2}{S_{нагр}} \cdot K_m^2 \quad (38)$$

где  $x_{отн.нагр}$  – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_{нагр}$  – мощность нагрузки (МВА)

$U_{ср}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_m$  – коэффициент трансформации трансформатора

$$X_{нагр} = \frac{0,35 \cdot 6,3^2}{\sqrt{1,0^2 + 0,37^2}} \cdot \frac{37^2}{6,3^2} = 450,82 \text{ (Ом)}$$

Определяем ЭДС системы:

$$E_c = E_{с.отн} \cdot U_{ср} \quad (39)$$

где  $E_{с.отн}$  – ЭДС системы (о.е.)

$$E_c = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)}$$

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к высокой стороне трансформатора (кВ):

$$E_{нагр} = E_{н.отн} \cdot U_{ср} \cdot K_m \quad (40)$$

где  $E_{н.отн}$  – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

$$E_{нагр} = 0,85 \cdot 6,3 \cdot \frac{37}{6,3} = 31,45 \text{ (кВ)}$$

Сворачиваем схему относительно точки К1 и определяем сопротивления:

$$X1 = X_{сис} + X_{вл} \quad (41)$$

$$X1 = 1,07 + 12,08 = 13,15 \text{ (Ом)}$$

$$X2 = X_{тр} + X_{нагр} \quad (42)$$

$$X2 = 89,84 + 450,82 = 540,66 \text{ (Ом)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ от системы (кА):

$$I_{сис} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X1} \quad (43)$$

$$I_{сис} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 13,15} = 1,62 \text{ (кА)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ от нагрузки (кА):

$$I_{наг} = \frac{E_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot X2}$$

$$I_{наг} = \frac{31,45}{\sqrt{3} \cdot 540,66} = 0,03 \text{ (кА)} \quad (44)$$

Результирующий ток в точке короткого замыкания К1 (кА):

$$I_{но} = I_{сис} + I_{наг} \quad (45)$$

$$I_{но1} = 1,62 + 0,03 = 1,65 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке К2, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатор.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{ог}}{T_a}} \quad (46)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{ог}$  – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,64 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

$$I_{at1} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot e^{\frac{-0,64}{0,03}} = 0,2 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X\Sigma}{\omega \cdot R\Sigma} \quad (47)$$

где  $X\Sigma$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом)

$R\Sigma$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом)

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.)

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению, для упрощения расчета постоянную времени принимаем по справочнику - 0,03.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (48)$$

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1,62 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 2,29 \text{ (кА)}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания сведены в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{yd}$ , (кА)
К1	1,62	0,2	2,29
К2	6,54	0,07	12,49

## 14 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах.

Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Драга 208» приведены в таблице 9.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, нелинейные ограничители перенапряжений.

Таблица 9 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А) «Драга 208»
35	26,39
6	146,62

### 14.1 Выбор выключателя 35 кВ.

Выбираем выключатель на напряжении 35 кВ первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВВН -35

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$

1	2	3	4
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 26,39 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 1,62 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$I_{уд} = 2,29 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,62 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$I_{ат} = 0,2 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq I_{ат}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$I_{уд} = 2,29 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 7,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

#### 14.2 Выбор выключателей 6 кВ.

На напряжении 6 кВ первоначально принимаем для установки выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-1000 в комплекте КРУ типа К-59

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

Данный тип выключателя предлагается к установке во вводной и секционной ячейках РУ НН ПС «Драга 208».

Таблица 11 – Выбор выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 146,62 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,49 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,53 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$

## Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$I_{ат} = 0,07 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq I_{ат}$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,49 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 128,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

### 14.3 Выбор разъединителей.

На напряжении 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ. Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке в РУ 35 кВ ПС «Драга 208».

### 14.4 Выбор трансформаторов тока.

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (49)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{к}}=0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (50)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 6 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (51)$$

где  $S_{\text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1$  А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы АВВ «Delta +», позволяющий измерять до 46 величин, связанных с качеством электроэнергии, в классе точности 0,2S. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 6 кВ приведен в таблице 13

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 6 кВ  $S_{np} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 6 кВ):

$$Z_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 30 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 14.

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 30 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z <sub>2 ном</sub> (Ом)	30 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК - 6/150 с номинальным током первичной обмотки 150 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$I_{макс} = 146,62 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,49 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 128,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

#### 14.5 Выбор трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [2]:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (52)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Нагрузку трансформатора напряжения подключенного к одной из шин РУ определим для случая, когда все присоединения переведены на данную систему шин. Нагрузка состоит из нагрузки приборов в ячейках, а также вольтметров и

частотомера. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Варметр	Д-335	1	1,5
Ваттметр	Д-335	1	1,5
Счетчик АЭ	Delta +	1	4
Счетчик РЭ			
Сумма			9

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 9 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 6 кВ НАМИ 6 УХЛ1. Трансформатор напряжения анти резонансный типа НАМИ – 6 является масштабным преобразователем и предназначен для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока частоты 50 и 60 Гц с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью. Трансформаторы изготавливаются для эксплуатации в умеренном и тропическом климате и соответствуют требованиям ГОСТ 1983 – 89 в части электромагнитных трехфазных трех обмоточных трансформаторов.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 18:

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	1
Варметр	Д-335	3	1,5
Ваттметр	Д-335	3	1,5
Счетчик АЭ	Delta +	3	4
Счетчик РЭ			
Сумма			22

Таблица 19 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 22 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

#### 14.6 Выбор гибкой ошиновки.

На напряжении 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящая ВЛ – 95/16 мм<sup>2</sup> Марка провода АС. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

#### 14.7 Выбор жестких шин 6 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Драга 208». Максимальный рабочий ток составляет 26,39 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами  $50 \times 5$  мм ( $250 \text{ мм}^2$ ), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 960 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \cdot 1000 \quad (53)$$

где  $B_{\kappa}$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  – коэффициент для алюминия 91

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{128,32}}{91} \cdot 1000 = 124,48 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (54)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)}$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  – сечение проводника, в данном случае 2,5 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (55)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3 \times \text{см)}$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (56)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{12490^2}{0,4} = 48,15 \text{ (Н/м)}$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (57)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3 \text{)}$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (58)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{12490^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 15,38 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

## 14.8 Выбор изоляторов 6 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где  $F_{разр}$  – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$  - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 6 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ ПС «Драга 208», при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (59)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12490^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 59,85 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 6 кВ ПС «Драга 208»

## 14.9 Выбор высокочастотного заградителя .

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов автоматики, защиты, связи, телемеханики, про модулированных высокой частотой по фазному проводу или грозовому тросу высоковольтной линии электропередачи. Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала с обмоткой трансформатора. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в распайку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1, Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка заградителя 35 кВ

Номинальные параметры высокочастотного заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальный ток	$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{макс} = 26,39 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 20 \text{ кА}$	$I_{уд} = 12,49 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке

## 14.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Ограничители перенапряжений выполнены как одно колонковые аппараты опорного типа вертикальной установки. Для присоединения фазного провода и заземляющего провода, ограничители имеют специальную пластину на верхнем фланце и болт заземления на нижнем фланце. Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и герметично залиты полимерным компаундом.

Метало оксидные резисторы с высоко нелинейной вольтамперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединённых внутри общего корпуса.

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры нелинейного ограничителя перенапряжений		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном.сети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Набольшее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

#### 14.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры нелинейного ограничителя перенапряжений		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6$ кВ	$U_{ном.сети} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Набольшее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	3,67	3,49	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 кВ проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 6 кВ ПС «Драга 208».

## 15 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ВЛ 6 КВ

Сечения линий электропередач выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с проверкой:

- а) по термической стойкости при коротких замыканиях;
- б) по наибольшей потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 6 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым :

$$I_p \leq I_{до}$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении, А;

В данном разделе проводим расчет и выбор типа проводника для питания КТП вахтового поселка, учитываем что питание осуществляется по ВЛ, принимаем для данной ВЛ проводник типа СИП-3

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (60)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность в сечении (кВА);

$$I_p = \frac{55,56}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5,09 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3.(принимаем для данного случая сечение 16 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 100 А)

## 16 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЯ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выполняем расчет тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения КТП вахтового поселка, схема замещения представлена на рисунке 7.

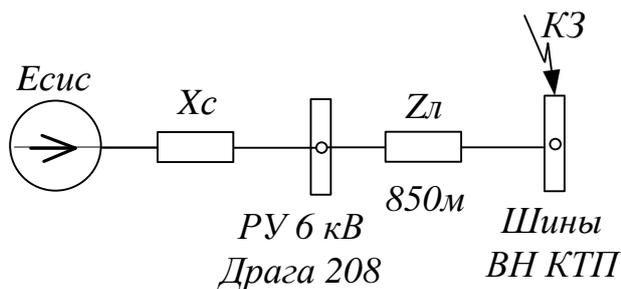


Рисунок 7 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}} \quad (61)$$

где  $I_{кз6}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС «Драга 208»

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (62)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (63)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

$L$  – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (64)$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (65)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6,54} = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,08 \cdot 0,85 = 0,07 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 1,91 \cdot 0,85 = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \quad (66)$$

$$X_p = 0,56 + 0,07 = 0,63 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 1,62$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,63^2 + 1,62^2}} = 2,09 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 2,09 = 1,77 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,63}{1,62 \cdot 314} = 0,001$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (67)$$

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} = 1,18$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,09 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}} \right) = 2,79 \text{ (кА)}$$

Полученные данные используем при расчете термически стойкого сечения СИП

### 16.1 Проверка линии 6 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_t = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \cdot 1000 \quad (68)$$

где  $B_k$  - интеграл Джоуля (определяется согласно данным расчета токов КЗ).

$C$  - температурный коэффициент, равный для алюминия 95.

$$S_T = \frac{\sqrt{1,62^2 \cdot 1}}{95} \cdot 1000 = 15,05 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение практически равно сечению принятому на данном участке СИП-3, следовательно, оно проходит проверку, следовательно его принимаем для монтажа.

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают что все линия проходит данную проверку.

### 16.2 Проверка ВЛ 6 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (69)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Определяем потерю напряжения в сечении на участке ВЛ шины НН ПС Драга 208 – КТП вахтового поселка:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 5,09 \cdot 0,85 \cdot (1,91 \cdot 0,83 + 0,08 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{6300} = 0,19 (\%)$$

Расчет потери напряжения на данном участке сети показывает что сечение проходит проверку, потеря напряжения не превышает предельного значения в 5%.

## 17 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА.

### 17.1 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (70)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 26,39 = 35,62 \text{ (А)}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

$k_B$  – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{26,39}{(30/5)} = 4,39 \text{ (А)} \quad (71)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

### 17.2 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. На понижающих трансформаторах мощностью более 1 МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ. Время срабатывания МТЗ может оказывать влияние на выбор основной защиты трансформаторов мощностью от 1 до 6,3 МВА.

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ [14]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (72)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 26,39 = 59,37 \text{ (A)}$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{CAM}$  – коэффициент само-запуска принимается равным 1,5;

$$k_u = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{C3}} \quad (73)$$

$$k_u = \frac{3,92 \cdot 10^3 \cdot (6/35)}{59,37} = 11,32$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{59,37}{(30/5)} = 9,89 \text{ (A)}$$

### 17.3 Газовая защита.

Газовая защита трансформатора предназначена для его защиты от внутренних повреждений например как междуфазные короткие замыкания, однофазные короткие замыкания и витковые. При возникновении газа в зоне горения дуги он улавливается газовым реле и при большом его объёме реле отключает трансформатор от сети. В данном случае принимаем для установке на рассматриваемом трансформаторе реле «Бухгольца»

## 18 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет укрупненных стоимостных показателей при строительстве ПС «Драга 208», при этом в стоимость включается величина капиталовложений в ячейки и выключателей, в силовой трансформатор, в постоянную часть затрат на ПС.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС «Драга 208»:

$$K_{py} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_6 \cdot k_6) \cdot k_u \cdot k_p \quad (74)$$

где  $k_u$  - коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2019 год

$k_p$  - районный коэффициент:

$n_{35}$  - количество вакуумных выключателей 35 кВ:

$k_{35}$  - стоимость вакуумного выключателя 35 кВ:

$n_6$  - количество ячеек вакуумных выключателей 6 кВ

$k_6$  - стоимость вакуумного выключателя 6 кВ:

$$K_{py} = (1 \cdot 0,79 + 0,1 \cdot 3) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 6,06 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов ПС «Драга 208»:

$$K_{mp} = (n_{mp} \cdot k_{mp}) \cdot k_u \cdot k_p \quad (75)$$

где  $k_{mp}$  - стоимость силового трансформатора 35 кВ:

$n_{mp}$  - количество трансформаторов:

$$K_{mp} = (1 \cdot 2,58) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 14,35$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции «Драга 208»:

$$K_{пост} = k_{пост} \cdot k_u \cdot k_p \quad (76)$$

где  $k_{\text{носм}}$  - постоянная часть затрат на модернизацию ПС «Драга 208» в ценах 2000 года:

$$K_{\text{носм}} = 4,7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 26,15$$

Определяем суммарные капиталовложения в модернизацию ПС «Драга 208»:

$$K_{\text{нс}} = K_{\text{пу}} + K_{\text{мп}} + K_{\text{носм}}$$

$$K_{\text{нс}} = 6,06 + 14,35 + 26,15 = 46,56 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования ПС «Драга 208» а так же на его амортизацию вычисляются по формуле:

$$u_{\text{ам}} = k_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ам}} \quad (77)$$

где  $\alpha_{\text{ам}}$  – нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования в год;

$k_{\text{ПС}}$  - капитальные вложения в оборудование ПС «Драга 208».

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (78)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$u_{\text{ам}} = 46,56 \cdot \frac{1}{20} = 2,33 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС «Драга 208»:

$$u_{\text{ЭК.ПС}} = \alpha_{\text{ЭК.ПС}} \cdot k_{\text{ПС}} \quad (79)$$

где  $\alpha_{\text{экс.пс}}$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования ПС «Драга 208»:

$$u_{\text{экс.пс}} = 5,9/100 \cdot 46,56 = 2,75 \text{ (млн.руб)}$$

Согласно расчетным данным величина капиталовложений в строительство подстанции «Драга 208» составят 46,56 миллионов рублей, величина издержек на эксплуатацию оборудования за год составит 2,75 миллиона рублей и амортизационные издержки 2,33 миллиона рублей в год.

## 19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе предусматривается реконструкция системы электроснабжения вахтового поселка и драги №208 прииска «Ольдой» в «Амурской области». В частности проект предусматривает замену всего силового оборудования на питающей подстанции «Драга 208» с установкой нового трансформатора типа ТМН 1600/35/6, а так же оборудования ЛЭП (воздушных и кабельных) и основного коммутационного оборудования

### **19.1 Безопасность**

*Безопасность при строительстве и эксплуатации ВЛ.*

При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных документов и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные работы.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов /ПОТ РМ 007-98/.
5. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.
6. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.
7. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/
8. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных документов указываются в разделе Требования по охране труда ППР или ТК. Непосредственные руководители и исполнители данных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

При строительстве линий электропередач или при их реконструкции должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании работ должны быть выравнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства работ на провода СИП должны быть наложены заземления. Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на СИП. Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи специальной изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом электрических сетей Амурской области и руководствуются в работе правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилами техники безопасности при эксплуатации ВЛ электропередачи Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей.

Безаварийная работа линий СИП обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызвали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

Данные, полученные в результате осмотров, измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и устройства.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электричеством. Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим человеком.

К вредным факторам следует отнести электрические поля промышленной частоты, возникающие при работе электрооборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования.

При производстве всего комплекса ремонтных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, ГПМ, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения работ должны соответствовать предусмотренными в ТК на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих электроустановок, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормативных расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению схлестывания проводов. Когда требования норм правил в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих линий, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

#### *Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях*

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях а также боеприпасов все земляные работы прекращается для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопка кабеля.

Открытая муфта электрического кабеля должна укрепляться на специальной доске подвешена с помощью проволоки либо троса перекинутым через траншею досками и закрываться специальной крышкой одна из стенок короба должна быть съёмная и закрепляться без гвоздей.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том что работа выполняется именно на том кабеле который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии имеющей два источника питания отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги и при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшем расстоянии от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками допускающим и производителем работ либо производителем работ и ответственным руководителем работ одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель а второй будет наблюдающим.

В случаи заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители погруженные в почву на расстоянии не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов броня кабеля при этом должна быть зачищена.

## **19.2 Экологичность**

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами на ПС «Драга 208» предусматривается сооружение под трансформатором маслоприемника.

Размеры силового трансформатора (м)  $3,7 \times 1,55 \times 1,9$  и массой масла 2,65 т.

При расчете основных размеров данного маслоприемника принимаются следующие условия.

1) Габариты маслоприемников на ПС выступают за габариты трансформатора на 1 м [11].

2) Маслоприемник должен быть закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения. Маслоприемник выполняется с установкой металлической решетки на маслоприемнике, сверху которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11];

3) Маслоприемник имеет сигнализацию о наличии воды с выводом сигнализации. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием [11].

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника на подстанции «Драга 208».

Определяем объем масла в трансформаторе ТМН 1600/35 по формуле:

$$V_{mp.m} = \frac{M}{\rho} \quad (80)$$

$$V_{mp.m} = \frac{2,65}{0,88} = 3,01 \text{ (м}^3\text{)}$$

где  $M$  – масса масла (т).

$\rho$  – плотность масла (т/м<sup>3</sup>)

Площадь маслоприемника:

$$S_{.m} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (81)$$

$$S_{.m} = (3,7 + 2 \cdot 1) \cdot (1,55 + 2 \cdot 1) = 20,23 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора типа ТМН 1600/35 (м)

$\Delta$  – промежуток между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности трансформатора ТМН 1600/35:

$$S_{.on} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (82)$$

$$S_{.on} = (3,7 + 1,55) \cdot 2 \cdot 1,9 = 19,95 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормированный коэффициент пожаротушения и нормированное время тушения соответственно равны [11]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{.m} + S_{.on}) \cdot 10^{-3} \quad (83)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (20,23 + 19,95) \cdot 10^{-3} = 14,46 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [11]:

$$V_{\text{мвH}_2\text{O}} = V_{\text{тр.м}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} \quad (84)$$

$$V_{\text{мвH}_2\text{O}} = 3,01 + 0,8 \cdot 14,46 = 14,58 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{\text{мвH}_2\text{O}}$

$$H_{\text{мл}} = \frac{V_{\text{мвH}_2\text{O}}}{S_{\text{мл}}} \quad (85)$$

$$H_{\text{мл}} = \frac{14,58}{20,23} = 0,72 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подсыпки

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушного зазора

$$H_{\text{вн}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника находится как сумма расстояний:

$$H_{\text{плм}} = H_{\text{мл}} + H_{\text{вн}} + H_z \quad (86)$$

$$H_{\text{плм}} = 0,72 + 0,05 + 0,25 = 1,02 \text{ (м)}$$

Схема маслоприемника в сечении представлена на рисунке 8.

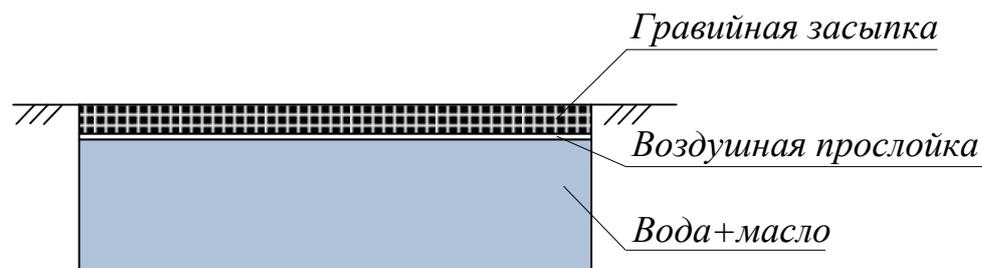


Рисунок 8 – Сечение маслоприемника

## **19.3 Чрезвычайные ситуации**

### *Пожарная безопасность*

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ ПС «Драга 208».

В связи с тем, что на ПС «Драга 208» устанавливаются вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей организации на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на РУ 35 кВ ПС «Драга 208».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ ПС «Драга 208», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной

сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства [21].

В качестве первичных средств пожаротушения на ПС «Драга 208» применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данной работе на ПС «Драга 208» устанавливаются: в здании КРУ 6 два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м<sup>3</sup> [21].

В КРУ 6 определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижней части огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [21].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

#### *Отключение линий электропередач или иного оборудования*

При аварийном отключении линии, трансформаторов связи, и другого оборудования:

а) регулируется допустимый режим работы контролируемых связей (допустимые перетоки мощности для создавшейся схемы, уровни напряжения) и производятся операции по перестройке релейной защиты и противоаварийной автоматики в соответствии с инструкцией энергопредприятия или программой переключений;

б) включаются потребители, отключенные действием автоматики, а при невозможности - включаются после отключения других потребителей по графикам аварийных отключений (или ограничений).

в) определяются причины отключений на основе показаний устройств телесигнализации и телеизмерений, анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, опроса персонала и сообщений с мест, и после устранения причин производится включение оборудования в работу.

После аварийного отключения линии на основе показаний фиксирующих измерительных приборов, анализа работы устройств релейной защиты, осмотра оборудования на подстанциях и при отсутствии видимого повреждения производится опробование ее напряжением; при повторном отключении после анализа срабатывания устройств релейной защиты линия выводится в ремонт, организуется обход линии и проявление осциллограмм.

При необходимости быстрее включения линии по условиям надежности схемы электроснабжения или избежание (уменьшения объема) ограничений потребителей допускается неоднократное опробование ее напряжением (особенно при гололедообразовании или грозе), когда отключение линии часто вызывается неустойчивым КЗ.

Перед опробованием линии напряжением учитывается, что при отказе выключателя, которым подается напряжение на линию, возможно отключение других элементов сети (СШ, ВЛ), сопровождающееся развитием аварии и возможным отключением потребителей.

При необходимости срочного отключения оборудования, связанного с угрозой повреждения оборудования или жизни людей, и невозможности быстрой подготовки режима допускается его отключение без подготовки режима.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был разработан проект системы внешнего электроснабжения Драги №208 карьера «Ольдой» АО «Прииск Соловьевский» Тындинского района Амурской области. Выполнен расчет основных технических данных питающей линии электропередачи для питания драги, определена марка провода и его сечение. Определены расчетные нагрузки всех электроприемников, которые расположены на драге. На основании полученных данных проведен расчет и выбор понижающего силового трансформатора для питания потребителей. Выполнено обоснование распределительных устройств высокого и низкого напряжения питающей подстанции. Выбрано силовое, защитное и измерительное оборудование необходимое для реализации проекта электроснабжения. Определены основные опасные производственные факторы которые имеют место при выполнении строительно монтажных работ и при эксплуатации данного объекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ  
трансформаторов

Драга			
Трансформатор	$P_p$ (кВА)	$Q_p$ (кВА)	$S_p$ (кВА)
1.1	721,45	452,36	851,54
1.2	265,06	165,86	312,67
1.3	125,23	60,15	138,93
Вахтовый поселок			
КТП	49,75	11,52	51,07

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет и выбор трансформаторов

Драга				
Трансформатор	$S_p$ (кВА)	$S_{ртр}$ (кВА)	$S_{но.мтр}$ (кВА)	$K_{эф}$
1.1	851,54	1001,81	1000	0,85
1.2	312,67	367,85	400	0,78
1.3	138,93	163,45	160	0,87
Вахтовый поселок				
КТП	51,07	60,08	63	0,81

Марка	$\Delta P_x$ (кВт)	$\Delta P_k$ (кВт)	$U_k$ (%)	$I_x$ (%)
ТМГ – 63/6	0,36	1,09	5,5	3,3
ТСЗ – 160/6	0,7	2,7		4,0
ТСЗ – 400/6	1,3	5,4		3,0
ТСЗ – 1000/6	3,0	11,2		1,5

ПРИЛОЖЕНИЕ В Определение расчетной мощности нагрузки 6 кВ

Наименование трансформатора	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{рвн}$ (кВт)	$Q_{рвн}$ (квар)	$S_{рвн}$ (кВА)
1.1	11,09	54,88	55,99	732,54	507,24	907,53
1.2	4,59	25,44	25,85	269,65	191,30	338,52
1.3	2,74	13,03	13,32	127,97	73,18	152,25
КТП	1,08	4,36	4,49	50,83	15,88	55,56
Сумма				1180,99	787,6	1453,86