

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы: Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

«15» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения стартового комплекса для ракеты-носителя «Ангара»

Исполнитель
студент группы 442-об4


Исполнитель, дата

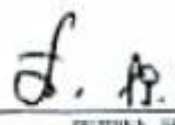
К.Н. Прихолько

Руководитель
доцент, канд.техн.наук


18.06.18
Исполнитель, дата

А.А. Остапенко

Консультант:
безопасность и
экологичность
канд. техн. наук, доцент


19.06.2018
Исполнитель, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
канд. техн. наук, доцент


Исполнитель, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

«07» 01 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Дриходто Вениа
Ивановича

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование системы внешнего
электрообеспечения стартового комплекса для ракет-носителей «Ангара»
утверждено приказом от 12.03.18 № 533

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные об оборудовании,
электрические нагрузки схемы электрообеспечения

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

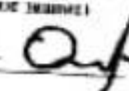
Проектирование системы внешнего электрообеспечения,
расчет токов КЗ, выбор и проверка оборудования


5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Имет. Схема плани-
ровочной организации, Однолинейная схема электрооб-
еспечения стартового комплекса, схема ракета-носителя «Ангара»

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к
ним разделов) Безопасность и надежность: доктор, кандидат
технических наук, Высокый Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 07.01.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Остапенко Александр
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Антальевский, доцент, кандидат технических наук 

Задание принял к исполнению (дата): 07.05.2018 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Проект: 88 с, 11 рисунков, 27 таблиц, 17 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ, ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ, ВЫБОР СХЕМЫ РП, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОПН, ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В основной части бакалаврской работы был произведен расчет электрических нагрузок, представлен вариант возможного проектирования внешнего электроснабжения стартового комплекса для ракеты-носителя «Ангара». Выполнен расчет токов короткого замыкания, осуществлен выбор и проверка основного оборудования, произведен расчет и выбор оборудования релейной защиты и автоматики для трансформаторов. Были рассмотрены вопросы о безопасности проекта. Представлен расчет технико-экономических показателей.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Основная часть	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района размещения стартового комплекса РН «Ангара»	9
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	10
1.3 Схема электроснабжения ПС СК-2	12
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Определение расчетных нагрузок	14
2.2 Расчет осветительной нагрузки	15
2.3 Определение суммарной расчетной нагрузки	16
2.4 Выбор компенсирующих устройств	18
2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов	19
3 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	25
4 Выбор схемы и конструкции ТП	27
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах и линиях	28
6 Расчет электрических нагрузок на РП 10 кВ	32
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	32
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	33
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	34
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	35
7 Выбор схемы и конструкции РП	37
8 Расчет токов КЗ	38
8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	38
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	40

9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	44
10	Выбор электрического оборудования	47
10.1	Выбор выключателей	47
10.2	Выбор и проверка трансформатора тока	50
10.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	54
10.4	Выбор жестких шин	55
10.5	Выбор ограничителя перенапряжения	58
10.6	Выбор комплектных распределительных устройств	60
10.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	61
10.8	Выбор плавких предохранителей на 10 кВ	63
10.9	Выбор и проверка автоматических выключателей	65
11	Релейная защита и автоматика	68
11.1	Основные типы защит трансформаторов	68
11.2	Дифференциальная защита трансформаторов	69
12	Расчет заземления для ТП	72
13	Технико-экономические показатели проекта	75
13.1	Расчет капиталовложений	75
13.2	Расчет эксплуатационных затрат	76
13.3	Суммарные затраты	
	себестоимость и распределения электроэнергии	77
14	Безопасность и экологичность	79
14.1	Пожарная безопасность трансформаторной подстанции	80
14.2	Экологичность	81
	Заключение	86
	Библиографический список	87

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС - Подстанция

КТП – Комплектная трансформаторная подстанция

ТП – Трансформаторная подстанция

РП – Распределительный пункт

КЗ – Короткое замыкание

СВ – Секционный выключатель

ВН – Выключатель нагрузки

ТТ – Трансформатор тока

ТН – Трансформатор напряжения

ОПН – Ограничитель напряжений нелинейный

КРУ – Комплектное распределительное устройство

РЗ – Релейная защита

ВВЕДЕНИЕ

История изучения космоса и освоение космического пространства подарило миру немало открытий. Изучение космоса, начавшееся в прошлом веке, продолжается, по сей день, и является немаловажной задачей для государства. Развитие космонавтики привело к открытиям в разных отраслях науки, способствовало совершенствованию техники и автоматики.

Строительство космодрома «Восточный» в Амурской области объясняется несколькими причинами: независимым доступом в космос и сокращением затрат на существующий космодром «Байконур». Помимо этого, траектория полета ракет не должна проходить над районами с высокой плотностью населения, что является весомым преимуществом. Строительство космодрома «Восточный» способствовало улучшению состояния социально – экономической политики в Свободненском районе.

В настоящее время, ракетно-космическая промышленность космодрома «Восточный» находится на пути постоянного роста и развития.

Перед Роскосмосом была поставлена задача в течение первого полугодия 2016 года разработать системный проект универсального стартового комплекса с одной стартовой площадкой, с которой можно будет запускать любую из трёх версий ракеты-носителя «Ангара» — «Ангара-А5», «Ангара-А5П» (пилотируемая) и «Ангара-А5В» (повышенной грузоподъёмности).

Объекты стартового комплекса отличаются разнообразием используемого оборудования, а так же сложностью его монтажа и мониторинга состояния всех приборов установленных на стартовом комплексе.

В связи с этим возросли требования к надежности электроснабжения объектов ракетно-космического комплекса, к качеству электрической энергии, к ее экономному использованию а также к рациональному

использованию материальных ресурсов при сооружении систем электроснабжения.

Актуальность проекта заключается в обеспечении электроснабжением стартового комплекса РН «Ангара» для возможности запуска пилотируемых ракета-носителей и ракета-носителей повышенной грузоподъемности. Планируемое строительство стартового комплекса для запуска тяжелых ракетноносителей требует разработки качественной, отвечающей всем требованиям безопасности, надежности и экономичности системы электроснабжения.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка варианта системы внешнего электроснабжения стартового комплекса, отвечающего современным требованиям надежности, экономичности и безопасности.

При выполнении дипломного проекта использовались программные комплексы, такие как: Microsoft Word 2007, Microsoft Visio 2007, Math Type 5, Mathcad 14.0.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Климатическая и географическая характеристика района размещения стартового комплекса РН «Ангара»

Свободненский район Амурской области располагается по правому берегу реки Зея. Находится район в северно-западной части Амурской области. Граничит с запада с Китайской народной республикой по реке Амур, с севера с Шимановским районом, с востока по реке Зея – с Мазановским и Серышевским районами. С юга – с Благовещенским районом.

Климат Свободненского района резко континентальный с муссонными чертами. Формирование данного типа климата обусловлено взаимодействием циркуляции воздушных масс, солнечной радиации, и географических факторов, таких как: удалённость территории от моря, широтное положение влияние рельефа, растительность.

В холодное время года преобладают ветры северного и северо-западного направления. Весной зимний муссон сменяется на летний. В этот период северо-западные ветра сменяются ветрами южного направления.

По характеру увлажнения территория района в зимний период недостаточно увлажнена. В среднем за год выпадает 557 мм осадков, большая часть которых приходится на летний период.

Снежный покров устанавливается в середине декабря и сохраняется до начала марта.

Основные климатические характеристики Свободненского района представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные климатические характеристики

Климатические условия	Расчетные параметры
1	2
Район по ветру	3

Продолжение таблицы 1

Климатические условия	Расчетные параметры
1	2
Скорость напора ветра	32 м/с
Район по гололёду	2
Толщина стенки гололёда	25 мм (для высоты 10 м)
Глубина промерзания грунта	2,5 м
Среднегодовая влажность	68,5 %
Температурные данные	Максимальная – 39,1 °С Минимальная – -49 °С Средняя – -1,1 °С
Сейсмичность района	6 баллов
Число грозových часов в год	60-80

1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

Система внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» осуществляет прием и передачу электроэнергии от электроэнергетической системы и автономных источников питания. Передача и распределение энергии осуществляется путем ЛЭП напряжением 220, 110кВ, далее по КЛЭП напряжением 10 кВ передается к потребителям системы внутреннего электроснабжения: метеорологический комплекс, технический комплекс, стартовый комплекс и другие объекты наземно-космической инфраструктуры.

В качестве основных источников используются подстанции «Ледяная» и «Амурская». В настоящее время космодром Восточный получает питание от одного источника, подстанции 220/35/6кВ «Ледяная», по ВЛ 220 кВ

осуществляется передача электроэнергии на главную понизительную подстанцию (ГПП). Технологическое присоединение от ПС 500/220/110/35/6 «Амурская» в данный момент времени не произведено.

ГПП по линии 110кВ передает электроэнергию на ПС 110/10 кВ «Аэродром». Главными потребителями ПС являются: Аэропортовый комплекс, комплекс эксплуатации районов падения и водозабор №5. На подстанции установлены два трансформатора ТДН-10000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ. По линии 10кВ питание поступает на следующие площадки: ТБО, КСИСО и др.

Подстанция 110/10 «СК-1» питается от подстанции ГПП по линии 110кВ. Главными потребителями являются стартовый и технический комплекс РН «Союз-2». На подстанции установлены два трансформатора ТДН-40000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

Подстанция 220/10кВ «Восточная», получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ «Ледяная» по линии 220кВ. Главные потребители: ПСЭБ (промышленная строительно-эксплуатационная база), деловой центр, жилой фонд. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-63000/220/10, распределительное устройство на напряжение 220кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

В качестве аварийных источников питания на объектах установлены ДЭС (дизельные электростанции).

Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» на 2018 год представлена на рисунке 1.

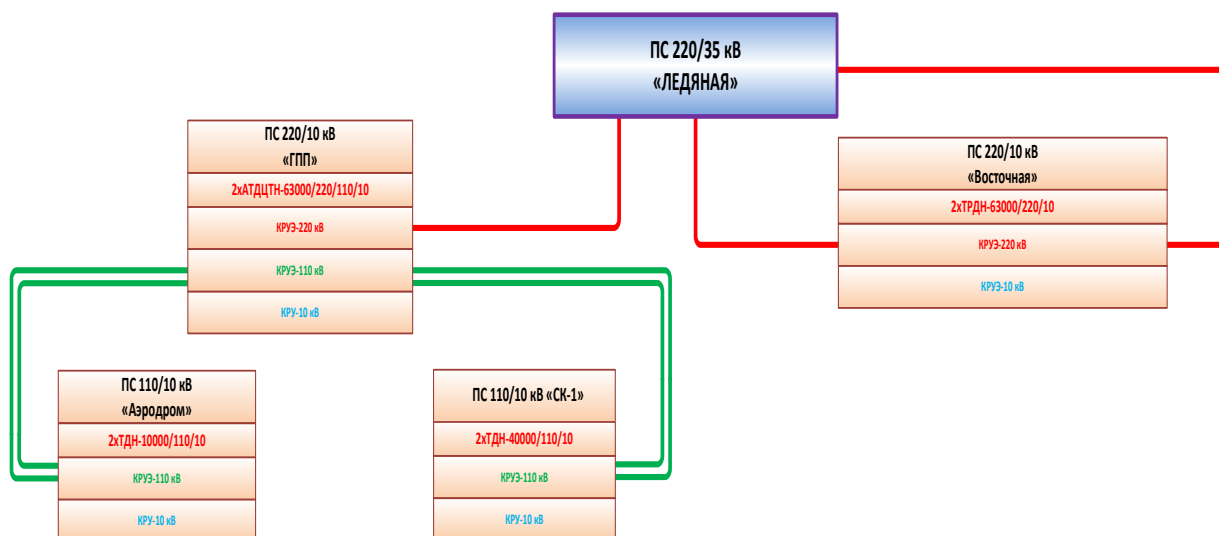


Рисунок 1 – Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» на 2018 год

Категории потребителей по надежности делятся на 3 вида:

1-ая категория потребителей - электроприемники, которые обеспечивают дежурство, подготовку и пуск ракетополетов. В зависимости от допустимых перерывов в электроснабжении потребители 1-й категории подразделяются на две группы: группа 1 -А - потребители, не допускающие перерыва в электроснабжении; группа 1-Е - потребители, допускающие перерыв в электроэнергии на время АВР источника электроэнергии. Электроснабжение потребителей 1-й категории осуществляется не менее чем от двух независимых источников электроэнергии с устройством автоматического включения резервного источника [11] .

2-ая категория потребителей - электроприемники, которые обеспечивают дежурство, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, необходимое для включения резервного источника энергии, что не приводит к снижению боевой готовности. Электроснабжение потребителей 2-й категории осуществляется от двух независимых источников

электроэнергии, при этом допускается включение резервного источника обслуживающим расчетом [11] .

3-ая категория потребителей - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, требуемое для проведения ремонтно-профилактических работ в системе электроснабжения или ликвидации аварий. Электроснабжение потребителей 3-й категории осуществляется, как правило, от одного источника электроэнергии [11].

1.3 Схема электроснабжения ПС СК-2

Наличие на космодроме потребителей первой категории подразумевает использование двух независимых источников питания. Для решения этой проблемы, и для повышения надежности системы электроснабжения предлагается ввести подстанцию 220/110/10 ГПП2, источником питания для которой станет подстанция 500/220/110/35/10 «Амурская». Так же планируется ввести подстанцию 110/10 СК-2. Окончание строительства подстанции 110/10 СК-2 ориентировано на 2021 год. Главная функция заключается в обеспечении электроэнергией наземно-космического комплекса для ракетополетов тяжелого класса «Ангара».

Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» на 2022 год представлена на рисунке 2.

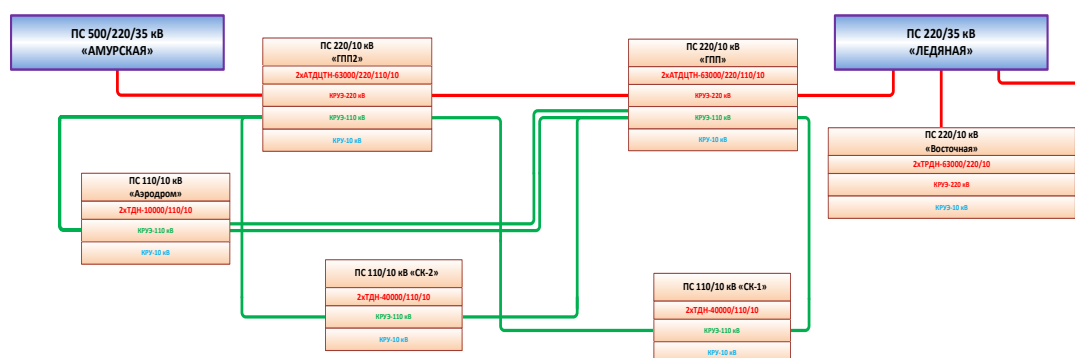


Рисунок 2 – Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» на 2022 год

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Определение расчетных нагрузок

Для того чтобы верно разработать схему внешнего электроснабжения, необходимо определить электрические нагрузки, по результатам значений которых можно задать параметры элементов схемы.

Расчет электрических нагрузок является одним из основных расчетов, выполняемым при проектировании системы внешнего электроснабжения любого предприятия.

Расчётной называют нагрузку, с помощью которой выбирают мощность источников питания, мощность трансформаторов, электрооборудование, сечение кабелей и проводов.

Расчет нагрузок произведен на примере подстанции КТПН-24А.

Установленная активная нагрузка задана. Находим расчетную активную мощность с помощью коэффициента максимума нагрузки:

$$P_{p1} = P_{y1} \cdot k_{н.м} \quad (1)$$

где $k_{н.м} = 0,8$ - коэффициент максимума нагрузки;

$$P_{p1} = 246 \cdot 0,8 = 196,8 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность рассчитывается по формуле:

$$Q_{p1} = P_{p1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 \quad (2)$$

$$Q_{p1} = 196,8 \cdot 0,386 = 75,988 \text{ кВар}$$

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта приходится примерно на 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительная нагрузка КТПН-24А будет определяться следующему выражениям:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \cdot k_{н.м} \quad (3)$$

$$P_{осв} = 5 \cdot 10 \cdot 0,024 \cdot 0,85 \cdot 0,8 = 0,816 \text{ кВт},$$

где A, B – ширина и длина производственного помещения;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

$k_{и}$ - коэффициент использования;

$$Q_{осв} = P_{p.o} \cdot tg\varphi \quad (4)$$

$$Q_{осв} = 0,816 \cdot 0,88 = 0,718 \text{кВар}$$

2.3 Определение суммарной расчетной нагрузки

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:

$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{p5} + P_{p6} + P_{p7} + P_{p8} + P_{p9} + P_{p10} + P_{p11} + P_{p12} + P_{p13} + P_{p14} + P_{p15} + P_{p16} + P_{осв} \quad (5)$$

$$P_{p\Sigma} = 1849 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{p5} + Q_{p6} + Q_{p7} + Q_{p8} + Q_{p9} + Q_{p10} + Q_{p11} + Q_{p12} + Q_{p13} + Q_{p14} + Q_{p15} + Q_{p16} + Q_{осв} \quad (6)$$

$$Q_{p\Sigma} = 900 \text{ кВар}$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки КТПН-24А.

Расчет электрических нагрузок для остальных приемников производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетные мощности электроприемников для ЦРП – 10 кВ «СК-2»

Наименование	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ кВар}$	$S_p, \text{ кВА}$
1	2	3	4
ВТП соор.3	1255,7	455,8	1785,9
ВТП соор.4	1390,4	445,1	1716,5
ВТП соор.5	1909,3	515,1	2263,6
ВТП соор.6	1895,7	614,3	2449,2
ВТП соор.7	1637,3	523,6	2075,3

Продолжение таблицы 2

Наименование	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ кВар}$	$S_p, \text{ кВА}$
1	2	3	4
ВТП соор.10	1740,2	668,7	2587,5
ВТП соор.17	1390,4	677,8	2098,4
ТП соор.24А	1849	900	2055
ТП соор.24Б	1656,74	598	1967,45
ТП соор.24В	1783,75	596,78	2159,36
ТП соор.24Г	985,67	396,78	1169,7
ТП соор.24Д	1265,78	495,68	1597,36
ВТП-1-1	1502,34	457,36	1985,36
ВТП-1-2	1306,8	360	1605
ВТП-1-3	1318,1	332,9	1507,96

2.4 Выбор компенсирующих устройств

Компенсацией реактивной мощности называют ее выработку с помощью компенсирующих устройств.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения, обусловленные следующими техническими требованиями:

- 1 По необходимому резерву мощности в узлах нагрузки;

2 По располагаемой реактивной мощности на зажимах источника реактивной мощности;

3 По отклонениям напряжения;

4 По пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям к трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. Компенсирующие устройства ставят не в начале линии, а в конце. При этом линия разгружается и реактивной мощности. Этим достигается снижение потерь активной мощности и напряжения.

В окончательно выбранном варианте электрической сети после расчетов установившихся режимов мощности КУ должны быть уточнены для обеспечения выполнения баланса реактивной мощности.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств, квар:

$$Q_{KYi} = P_{max.i} \cdot (tg\varphi_i - tg\varphi_{\varepsilon}), \quad (7)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, кВт;

$tg\varphi_{\varepsilon}$ – экономически целесообразный коэффициент реактивной мощности.

$$Q_{trkyA} = 253 \text{ квар}$$

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств на систему шин, Мвар:

$$Q_{trkusii} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KYi}}{N_{сш}}, \quad (8)$$

$$Q_{trkusiiA} = 139 \text{ квар}$$

По найденному значению мы выбираем мощность батарей конденсаторов и их количество. К установке приняты две конденсаторные установки УКЗ-0,4-150-УХЛЗ с установкой на каждую секцию шин по 150 квар.

Далее определяем некомпенсированную мощность:

$$Q_{неск.i} = Q_{max.i} - Q_{KVi}^{факт} \quad (9)$$

$$Q_{нескA} = 600 \text{ квар}$$

Аналогичным образом рассчитываем мощности для остальных ТП. Результаты расчетов занесены в таблицу 3.

Таблица 3 - Компенсация реактивной мощности зимой

Наименование	Qтр.ку, квар	Тип КУ	Qрасч.ку, квар	Кол-во, п	Q.факт.ку, квар	Q.неск квар
1	2	3	4	5	6	7
ВТП соор.3	16,3	УК1-0,4-10-УХЛЗ	8,968	2	20	435
ВТП соор.4	18,054	УК1-0,4-10-УХЛЗ	9,93	2	20	425,8
ВТП соор.10	59,63	УК2-0,4-40-УХЛЗ	32,797	2	80	588,7
ВТП соор.17	191,16	УК3-0,4-125-УХЛЗ	105,138	2	250	427,8
ТП соор.24А	253	УК3-0,4-150-УХЛЗ	139	2	300	600
ТП соор.24Б	18,141	УК1-0,4-10-УХЛЗ	9,978	2	20	578
ТП соор.24Г	51,796	УК2-0,4-30-УХЛЗ	28,488	2	60	336,78
ТП соор.24Д	52,657	УК2-0,4-30-УХЛЗ	28,961	2	60	435,68

2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов

Расчет выбора числа и мощности трансформаторов произведен на примере подстанции КТПН-24А.

Правильное определение числа и мощности трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- 2) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- 3) шага стандартных мощностей;
- 4) экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществляется только по активной мощности.

Расчетная мощность трансформатора КТП определяется как:

$$S_{расч.тр} = \frac{P_{\Sigma}}{K_{з.опт} \cdot N_m}, \quad (10)$$

где P_{Σ} - суммарная активная мощность;

Q_{Σ} - суммарная реактивная мощность.

$K_{з.опт}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (равен 0,7);

N_m - число силовых трансформаторов.

Выбираем мощность двухтрансформаторной КТП:

$$S_{расч.тр} = \frac{1849}{0,7 \cdot 2} = 1321 \text{ кВА}$$

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор по условию [1]:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (11)$$

где $S_{T_{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА

К установке принимаем трансформаторы ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_з = \frac{S_{тр}}{S_{тном}} \quad (12)$$

$$K_з = \frac{1321}{1600} = 0,725$$

$$K_{з/на} = \frac{S_{тр} N_m}{S_{тном}} \quad (13)$$

$$K_{з/на} = \frac{1321 \cdot 2}{1600} = 1,451$$

Двухтрансформаторные ТП применяются при преобладании электроприемников I и II категорий. При этом мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного, другой трансформатор с учетом допустимой перегрузки принял бы на себя нагрузку всех потребителей (в этой ситуации можно временно отключить электроприемники III категории).

По причине того, что стартовый комплекс для ракеты-носителя «Ангара» является стратегическим объектом, по категории надежности космодром «Восточный» относится к I категории. К установке принимаем двухтрансформаторную КТП.

Аналогичным образом рассчитываем мощности трансформаторов для остальных ТП. Результаты расчетов занесены в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор мощности трансформаторов для ТП

Наименование ТП	Срасч.тр, кВА	S _т , кВА	k _з	k _{з/пав}	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5	6
ВТП соор.3	896,93	1000	0,497	1,34	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ВТП соор.4	993,14	1000	0,493	1,386	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ВТП соор.5	1363,76	1600	0,453	1,305	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ВТП соор.6	1354,07	1600	0,446	1,293	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ВТП соор.7	1169,5	1600	0,43	1,26	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ВТП соор.10	1243	1600	0,37	1,35	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ВТП соор.17	993,14	1000	0,393	1,289	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ТП соор.24А	1321	1600	0,425	1,351	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ТП соор.24Б	1183,36	1600	0,44	1,279	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ТП соор.24В	1274,1	1600	0,396	1,293	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ТП соор.24Г	579,4	630	0,42	1,34	ТМГ630/10-У1 (ХЛ1)
ТП соор.24Д	904,43	1000	0,4	1,28	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)

Продолжение таблицы 4

Наименование ТП	Срасч.тр, кВА	S _т , кВА	k _з	k _{з/пав}	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5	6
ВТП-1-1	1073,1	1600	0,467	1,34	ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)
ВТП-1-2	933,43	1000	0,493	1,26	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)
ВТП-1-3	941,5	1000	0,494	1,28	ТМГ1000/10-У1 (ХЛ1)

3 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НА 0,4 КВ

При проектировании распределительной сети 0,4 кВ обычно используют радиальную, лучевую или петлевую схему электроснабжения.

В радиальной схеме электроэнергия передается по линии от источника питания напрямую к потребителю.

При лучевой схемы электропитания, от источника питания (в данном случае от ТП) отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Особенностью схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, т.к. в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

Выбор необходимого сечения проводника обусловлен нагрузкой, протекающей по данному проводнику.

1 Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{\text{Раб max}} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (14)$$

2 Определение расчетного тока:

$$I_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб max}}}{k_1 k_2}, \quad (15)$$

где k_1 - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 0,95[2].

k_2 - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1 [2].

3 По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

4 Проверка выбранных сечений. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп.}, \quad (16)$$

$I_{дл.доп.}$ - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

Рассмотрим пример для КТПН-24 до Карпом (соор. 15, ввод 1)

$$I_{Раб\ max} = \frac{\sqrt{196,8^2 + 75,988^2}_P}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 304,5$$

$$I_{расч} = \frac{304,5}{0,95} = 320,5$$

Выбираем кабель ВБбШнг сечением 95 мм²

$$I_{дл.доп.} = 330$$

$$320,5 \leq 330$$

Выполним проверку по падению напряжения:

$$\Delta U = \frac{(\sqrt{3} I_{рmax} L_1)}{400} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) 100\% \quad (17)$$

где L_1 – длина кабеля, м;

r – активное сопротивление, Ом

x – индуктивное сопротивление, Ом

$$\Delta U = \frac{(\sqrt{3} \cdot 304,5 \cdot 100 \cdot 10^{-3})}{400} (0,195 \cdot 0,94 + 0,06 \cdot 0,147) \cdot 100\% = 2,684\%$$

$$2,864\% \leq 10\%$$

Проверка выполнена, кабель выбран верно. Подробный расчет приведен в приложении А.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор сечения кабелей 0,4 кВ для КТПН24-А

Участок сети	$I_{расч.}, А$	$I_{н/ав}, А$	$I_{дл.доп.}, А$	Сечение F, мм ²	Марка	$\Delta U \%$,
1	2	3	4	5	6	7
До соор.15 ввод 1	320	320,5	330	95	ВБбШнг	2,684
До соор.16 ввод 1	242,2	254,9	275	70	ВБбШнг	1,33
До соор.14 ввод 1	345,8	364,04	385	120	ВБбШнг	3,693
До соор.14 ввод 3	374,5	365,86	385	120	ВБбШнг	3,712
До соор.26М ввод 1	32,58	34,3	38	2,5	ВБбШнг	3,618
До соор.26/1 ввод 1	90,65	95,42	115	16	ВБбШнг	6,233
До соор.26Г ввод 1	18,097	19,05	27	1,5	ВБбШнг	2,266
До соор.15 ввод 2	365,847	385,1	385	120	ВБбШнг	2,586

Продолжение таблицы 5

Участок сети	$I_{расч.}, А$	$I_{н/ав}, А$	$I_{ол.доп.}, А$	Сечение F, мм ²	Марка	$\Delta U \%$,
1	2	3	4	5	6	7
До соор.16 ввод 2	233,67	245,97	275	70	ВБбШнг	6,416
До соор.26П ввод 2	145,5	153,13	180	35	ВБбШнг	4,325
До соор.26Г ввод 2	81,367	85,649	90	10	ВБбШнг	3,84
До соор.26/1 ввод 2	270	284	330	95	ВБбШнг	5,644
До соор.14 ввод 2	195,57	205,86	225	50	ВБбШнг	4,67
До соор.14 ввод 4	285,78	300,82	330	95	ВБбШнг	3,779
ИБП	9,497	9,99	27	1,5	ВБбШнг	0,117

4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для условий стартового комплекса наиболее приемлемой является подстанция типа КТП. КТП полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и объектах наземно-космической инфраструктуры используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 3:

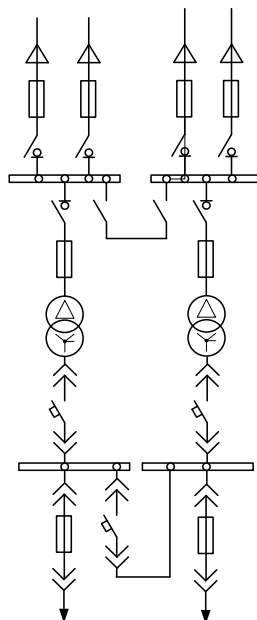


Рисунок 3 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (18)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (19)$$

где P_{Σ}, Q_{Σ} - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

x, r - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

U - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (20)$$

где τ - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (21)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии КТПН24-А - соор.15 ввод 1 по формулам:

$$\Delta P = \frac{196,8^2 \cdot 0,195 + 75,99^2 \cdot 0,195}{0,4^2} = 54,24 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{196,8^2 \cdot 0,06 + 75,99^2 \cdot 0,06}{0,4^2} = 16,69 \text{ квар}$$

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

$$\Delta W = 16,5 \cdot 1098 = 18,2 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты определения потерь электроэнергии и мощности

Участок сети	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{квар}$	$\Delta W, \text{МВтч}$
До соор.15 ввод 1	54,24	16,69	18,2
До соор.16 ввод 1	46,89	15,26	16,3
До соор.14 ввод 1	49,65	13,49	15,8
До соор.14 ввод 3	51,23	15,85	17,2
До соор.26М ввод 1	53,68	16,89	18,05
До соор.26/1 ввод 1	45,98	14,75	15,26
До соор.26Г ввод 1	35,96	12,93	17,45
До соор.15 ввод 2	50,69	16,24	17,04
До соор.16 ввод 2	46,89	15,76	16,4
До соор.26П ввод 2	54,36	17,31	18,65
До соор.26Г ввод 2	52,13	16,52	12,34
До соор.26/1 ввод 2	49,06	14,85	14,31
До соор.14 ввод 2	47,56	16,24	12,34
До соор.14 ввод 4	54,62	17,02	14,5
ИБП	20,36	7,05	5,09

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_p^2 R + Q_p^2 R)}{U^2} \quad (22)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_p^2 X + Q_p^2 X)}{U^2} \quad (23)$$

где P_p, Q_p - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

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

U - номинальное напряжение, кВ.

Произведем расчет для ТП соор.24А по формулам:

$$\Delta P = \frac{(1183^2 1,4 + 900^2 1,4)}{0,4^2} = 19,33$$

$$\Delta Q = \frac{(1183^2 0,68 + 900^2 0,68)}{0,4^2} = 8,56$$

Таблица 7 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Наименование ТП	$S_{расч}$, кВА	S_T , кВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5
ВТП соор.3	896,93	1000	16,8	6,39
ВТП соор.4	993,14	1000	15,4	5,98
ВТП соор.5	1363,76	1600	18,65	8,42
ВТП соор.6	1354,07	1600	12,7	4,59
ВТП соор.7	1169,5	1600	19,56	8,45
ВТП соор.10	1243	1600	14,85	6,31
ВТП соор.17	993,14	1000	15,36	6,09

Продолжение таблицы 7

Наименование ТП	$S_{\text{расч}}$, кВА	$S_{\text{т}}$, кВА	ΔP , кВт	ΔQ , квар
1	2	3	4	5
ТП соор.24А	1321	1600	19,33	8,56
ТП соор.24Б	1183,36	1600	17,45	7,23
ТП соор.24В	1274,1	1600	20,01	9,68
ТП соор.24Г	579,4	630	10,04	4,56
ТП соор.24Д	904,43	1000	13,46	5,24
ВТП-1-1	1073,1	1600	15,08	6,04
ВТП-1-2	933,43	1000	12,89	5,06
ВТП-1-3	941,5	1000	12,75	5,2

6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА РП 10 КВ

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях. Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потоко раздела.

6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем.

$$P_{ТП.ВН} = P_P + \Delta P \quad (24)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_P + \Delta Q \quad (25)$$

Для примера рассмотрим ТП соор.24А по формулам:

$$P_{ТП.ВН} = 1849 + 19,33 = 1868,3$$

$$Q_{ТП.ВН} = 900 + 8,56 = 908,56$$

Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 8.

Таблица 8 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Наименование ТП	$P_{P.ТП}$, кВт	$Q_{P.ТП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
ВТП соор.3	1255,7	455,8	16,8	6,39	1272,5	462,19
ВТП соор.4	1390,4	445,1	15,4	5,98	1405,8	451,08
ВТП соор.5	1909,3	515,1	18,65	8,42	1927,95	523,52
ВТП соор.6	1895,7	614,3	12,7	4,59	1908,4	618,89
ВТП соор.7	1637,3	523,6	19,56	8,45	1656,86	532,05

Наименование ТП	$P_{P.TП}$, кВт	$Q_{P.TП}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{ТП.ВН}$, кВт	$Q_{ТП.ВН}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
ВТП соор.10	1740,2	668,7	14,85	6,31	1755,05	675,01
ВТП соор.17	1390,4	677,8	15,36	6,09	1405,76	683,89
ТП соор.24А	1849	900	19,33	8,56	1868,3	908,56
ТП соор.24Б	1656,74	598	17,45	7,23	1674,19	605,23
ТП соор.24В	1783,75	596,78	20,01	9,68	1803,76	606,64
ТП соор.24Г	985,67	396,78	10,04	4,56	995,71	401,34
ТП соор.24Д	1265,78	495,68	13,46	5,24	1279,24	500,92
ВТП-1-1	1502,34	457,36	15,08	6,04	1517,42	463,4
ВТП-1-2	1306,8	360	12,89	5,06	1319,69	365,06
ВТП-1-3	1318,1	332,9	12,75	5,2	1330,85	338,1

6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ

определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок) [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (26)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (27)$$

где k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$$S_{Л.10} = \sqrt{P_{Л.10}^2 + Q_{Л.10}^2}$$

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 1272,5 + 1405,8 + 1927,95 + 1908,4 + \\ 1656,86 + 1755,05 + 1405,76 + 1868,3 \\ + 1647,19 + 1803,76 + 995,71 + \\ 1279,24 + 1517,42 + 1319,69 + 1330,85 \end{array} \right) = 23094,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot \left(\begin{array}{l} 462,19 + 451,08 + 523,52 + 618,89 + 532,05 \\ + 675,01 + 683,89 + 908,56 + 605,23 + 606,64 \\ + 401,34 + 500,92 + 463,4 + 365,06 + 338,1 \end{array} \right) = 8135,88 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{23094,48^2 + 8135,88^2} = 24485,66 \text{ кВА}$$

6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

1 Радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;

2 Петлевые неавтоматизированные распределительные сети;

3 Петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;

4 Радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Сечения жил кабелей должны проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Рассмотрим пример от ЦРП до КТПН-24А

Определим максимальный ток, протекающий в линии по формуле 14,

где $U_H = 10 \text{ кВ}$

$$I_{\text{Раб max}} = \frac{\sqrt{1848^2 + 900^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 118,645$$

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [4].

Определим расчетный ток по формуле 15:

$$I_{\text{расч}} = \frac{118,645}{0,95} = 124,89$$

Выполним проверку по условию 16:

$$I_{\text{ол.дон.}} = 150$$

$$124,89 \leq 150$$

Выбираем кабель ПвБВнг сечением $3 \times 25 \text{ мм}^2$

Выполним проверку по падению напряжения по формуле 17:

$$\Delta U = \frac{(\sqrt{3} I_{\text{рmax}} L_1)}{U_H} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) 100\%,$$

где $U_H = 10 \text{ кВ}$

$$\Delta U = \frac{(\sqrt{3} \cdot 59,323 \cdot 960 \cdot 10^{-3})}{10000} (0,52 \cdot 0,899 + 0,06 \cdot 0,438) \cdot 100\% = 0,489\%$$

$$0,489\% \leq 10\%$$

Проверка выполнена, кабель выбран верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	I _{расч} А	I _{дл.доп} А	F, мм ²	ΔU %,	Марка
1	2	4	5	6	7
ЦРП- КТПН24А	59,3	150	3x25	0,489	ПвБВнг
ЦРП- КТПН24Б	56,8	150	3x25	0,176	ПвБВнг
ЦРП- КТПН24В	62,3	150	3x25	0,306	ПвБВнг
ЦРП- КТПН24Г	33,8	90	3x10	0,104	ПвБВнг
ЦРП- КТПН24Д	46,1	115	3x16	0,344	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 1-1	57,3	150	3x25	0,333	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 1-2	46,3	115	3x16	0,27	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 1-3	43,5	115	3x16	0,314	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 3	51,55	115	3x16	0,114	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 4	51,5	115	3x16	0,155	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 5	49,6	115	3x16	0,264	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 6	70,7	180	3x35	0,126	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 7	59,9	150	3x25	0,107	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 10	74,7	180	3x35	0,197	ПвБВнг
ЦРП-ВТП 17	60,6	150	3x25	0,156	ПвБВнг

7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

В настоящее время среди РП широкое распространение получили схемы коммутации с одной системой шин, которая может быть секционированной и несекционированной.

Для стартового комплекса «Ангара» возможно применение только секционированных схем при помощи разъединителя или выключателя, т.к. большинство потребителей по категории надежности относятся к 1-й и 2-й категории. Каждая секция РП питается отдельной линией. В случае отключения одной из питающих линий, обесточивается соответствующая секция, но питание секции восстанавливается от соседней питающей линии путем включения секционного аппарата.

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

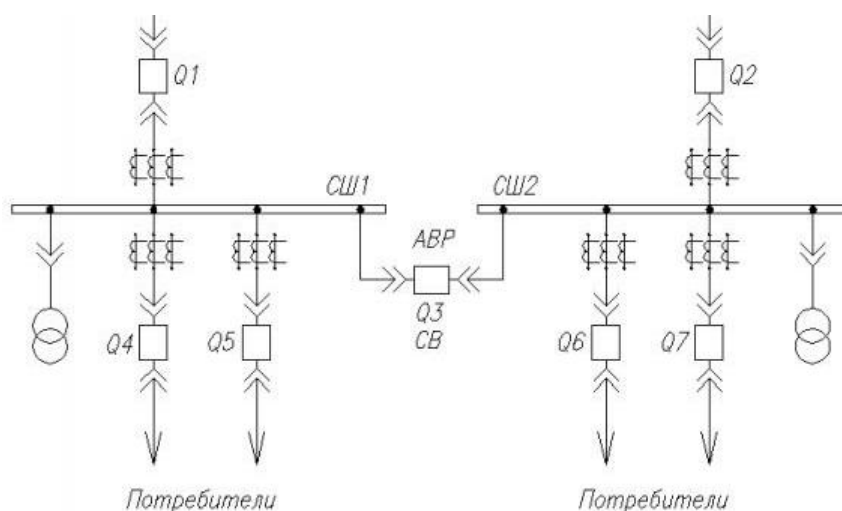


Рисунок 4 – Электрическая схема распределительной подстанции

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (28)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2} \quad (29)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (30)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (31)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (32)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (33)$$

Расчетную схему покажем на рисунке 5.

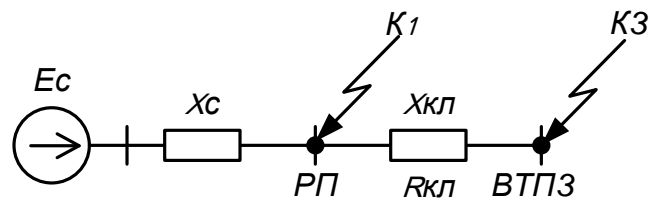


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 Кв

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,4} = 0,583 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(0,583 + 0,158)^2 + 0,308^2} = 0,659 \text{ Ом}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,659} = 7,555 \text{ кА}$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,555 = 6,54 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{0,741}{314 \cdot 0,308} = 0,0008$$

$$k_{yd} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0008}} = 1,271$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,271 \cdot 7,555 = 13,58 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	7,555	6,54	0,0008	1,271	13,58
К2	7,038	6,095	0,00025	1,019	10,885

8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

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

Составим схему замещения:

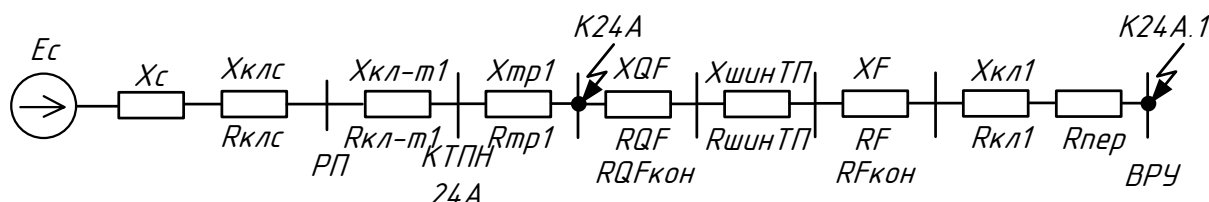


Рисунок 6 - Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X1^2 + R1^2}}, \quad (34)$$

Реактивное и активное сопротивление определяется по следующим формулам:

$$X1 = (Xc + X_{клс.рп} + X_{клрп.1} + X_{тр}) \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \quad (35)$$

$$R1 = (R_{клс.рп} + R_{клрп.1} + R_{тр}) \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 \quad (36)$$

где Xc – сопротивление системы;

$X_{клс.рп}$ - реактивное сопротивление кабеля до РП;

$X_{клрп.1}$ - реактивное сопротивление от РП до ТП;

$X_{тр}$ - реактивное сопротивление трансформатора

$R_{клс.рп}$ - активное сопротивление кабеля до РП;

$R_{клрп.1}$ - активное сопротивление от РП до ТП;

$R_{тр}$ - активное сопротивление трансформатора

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \sqrt{X0^2 + R0^2}} \quad (37)$$

где $X0$ - реактивное сопротивление, Ом.

$R0$ - активное сопротивление, Ом.

Реактивное и активное сопротивление определяется по следующим формулам:

$$X0 = (2(Xc + X_{клс.рп} + X_{клрп.1}) + 3X_{тр} + 3(X_{тр}QF + X_{шинКТП} + X_{клF} + X_{кл1})) \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \quad (38)$$

$$R0 = (2(R_{клс.рп} + R_{клрп.1}) + 3R_{тр} + 3(R_{тр}QF + R_{тр}QF_{конт} + R_{шинКТП} + R_{клF} + R_{клF}_{конт} + R_{кл1})) \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \quad (39)$$

Ток в контакте через дугу:

$$I_{0 \min_{no1}} = \frac{\sqrt{3}U_n}{\sqrt{X_0^2 + R_0^2}} \quad (40)$$

В качестве примера приведем расчет в точке К1.

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления для трехфазного короткого замыкания по формулам 44, 45:

$$X_1 = (0,538 + 0,158 + 0,064 + 13,6) \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,021$$

$$R_1 = (0,308 + 0,71 + 3,1) \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,006$$

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания по формуле 37:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,021^2 + 0,006^2}} = 10,622$$

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления для однофазного короткого замыкания по формулам 38, 39:

$$X_0 = (2(0,538 + 0,158 + 0,06) + 3 \cdot 13,6 + 3(0,0004 + 0,00006 + 0,00008 + 0,0062)) \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,062$$

$$R_0 = (2(0,308 + 0,71) + 3 \cdot 3,1 + 3(0,0001 + 0,00015 + 0,0001 + 0,0001 + 0,00015 + 0,02)) \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,077$$

Рассчитаем ток однофазного короткого замыкания по формуле 46:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \sqrt{0,062^2 + 0,077^2}} = 2,35$$

Определим ток в контакте через дугу по формуле 49:

$$I0\min_{no1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\sqrt{0,062^2 + 0,077^2}} = 5,483$$

Результаты остальных расчетов токов коротких замыканий на 0,4 кВ представим в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(1)}, A$	$I_{\kappa}^{(3)}, A$	$I0\min_{no1}, A$
1	2	3	4
K1	2,066	6,097	5,483
K2	2,534	7,361	6,63
K3	1,841	5,442	4,946
K4	2,286	6,743	6,216
K5	0,24	0,719	0,706
K6	0,425	1,27	1,229
K7	0,195	0,585	0,576
K8	2,843	8,349	7,49
K9	0,546	1,613	1,566
K10	0,271	0,812	0,795
K11	0,646	1,928	1,836
K12	1,172	3,484	3,238
K13	1,121	3,332	3,09
K14	2,286	6,743	6,216
K15	1,549	4,59	4,14

9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля.

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (41)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{\max \text{ no1}} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{t_z + Ta} \quad (42)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$S_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (43)$$

где C_m - коэффициент взятый для медных кабелей, $75 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^2}$

Для примера произведем расчет для проверки кабеля КТПН24А до сооружения 15 ввод 1.

$$B_k = 10,622 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,5 + 0,01} = 7,886 \cdot 10^3$$

$$B_k = \sqrt{\frac{7,886 \cdot 10^3}{75}} = 58,05 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $95 \text{ мм}^2 > 58,05 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости.

Результаты проверки кабелей сведем в таблицу 12:

Таблица 12 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Наименование кабеля	Текущее сечение F, мм ²	Минимальное сечение по термической стойкости S _м , мм ²	Результат проверки
1	2	3	4
До соор.15 ввод 1	95	58	Условие выполняется
До соор.16 ввод 1	70	70	Условие выполняется
До соор.14 ввод 1	120	51	Условие выполняется
До соор.14 ввод 3	120	64	Условие выполняется
До соор.26М ввод 1	2,5	6,8	Условие не выполняется
До соор.26/1 ввод 1	16	12	Условие выполняется
До соор.26Г ввод 1	1,5	6	Условие не выполняется
До соор.15 ввод 2	120	79,5	Условие выполняется
До соор.16 ввод 2	70	16	Условие выполняется
До соор.26П ввод 2	35	7,7	Условие выполняется
До соор.26Г ввод 2	10	18,4	Условие не выполняется
До соор.26/1 ввод 2	95	33,2	Условие выполняется

Наименование кабеля	Текущее сечение F, мм ²	Минимальное сечение по термической стойкости S _м , мм ²	Результат проверки
1	2	3	4
До соор.14 ввод 2	50	31,76	Условие выполняется
До соор.14 ввод 4	95	64,2	Условие выполняется
ИБП	1,5	43	Условие не выполняется

Кабели от КТПН24А до соор.26 М ввода 1, до соор. 26Г ввод 1, до соор. 26Г ввод 2, до ИБП не прошли проверку. Выбираем подходящие сечения. Результаты сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор подходящего сечения для кабелей 0,4 кВ

Наименование кабеля	Новое сечение F, мм ²	Минимальное сечение по термической стойкости S _м , мм ²	Результат проверки
1	2	3	4
До соор.26М ввод 1	10	6,8	Условие выполняется
До соор.26Г ввод 1	10	6	Условие выполняется
До соор.26Г ввод 2	25	18,4	Условие выполняется
ИБП	50	43	Условие выполняется

10 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На напряжение 10 кВ распределительное устройство выполняется в КРУ, в которое встроено следующее оборудование:

- трансформаторы напряжения;
- трансформаторы тока;
- выключатели;

Выбор выключателей производится по напряжению места установки и длительному наибольшему току.

10.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель:

Секционный выключатель:

$$I_{1}^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot 2}, \quad (44)$$

$$I_{5}^{10} = \frac{29 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 838,2 \text{ А.}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I_{6}^{10} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН} \cdot n_{отх}}, \quad (45)$$

$$I_{6}^{10} = \frac{29 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 15} = 111,75 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (46)$$

2) По длительному току:

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{ном}} \quad (47)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{n.0} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (48)$$

Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{\text{но}}^2 \cdot \sqrt{Ta + t_{\text{откл}}} \quad (49)$$

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

$$B_k = 7,56^2 \cdot \sqrt{0,5 + 0,015} = 40,97 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{кв}} = I_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} \text{ кА}^2\text{с} \quad (50)$$

$$B_{\text{кв}} = 20^2 \cdot 3 = 1200$$

$$B_k \leq B_{\text{К.в}}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (51)$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической

составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40$ %;

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

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

$$I_{ma} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (52)$$

$$I_{ma} = \sqrt{2} \cdot 7,56^2 = 80,02$$

Расчет выключателей для КРУ 10 кВ проводится аналогично для всех выключателей. Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ (секционного выключателя) и ВН (выключателя нагрузки) 10 кВ представлено в таблицах 14, 15.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных для СВ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 838,2 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 40,97 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 9,36 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 9,36 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 13,24 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Таблица 15- Сравнение каталожных и расчетных данных для ВН 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 111,75 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,3 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$I^2_T \cdot t_T = 4200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 1378 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,36 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 9,36 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 25 \text{ кА}$	$i_{At} = 13,24 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

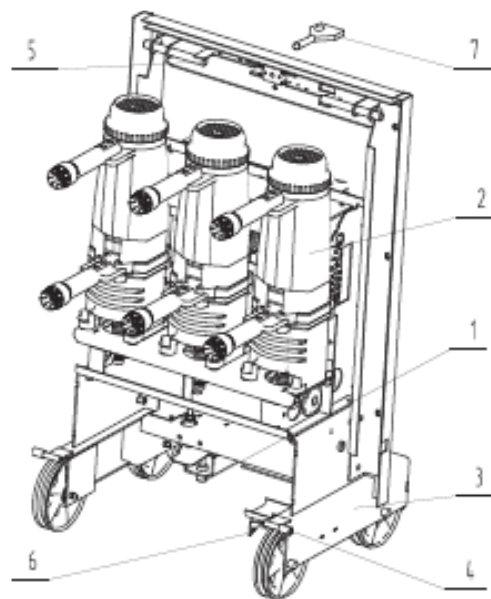


Рис.16. Выкатной элемент выключателя
 1. Фиксатор; 2. Выключатель типа ВВУ-СЭЩ*-П(Э);
 3. Каркас выкатного элемента; 4. Кронштейн управления шторочным механизмом; 5. Запирающее устройство; 6. Узел заземления; 7. Ключ

Рисунок 7 – Выкатной элемент выключателя ячейки КРУ-10 кВ

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

10.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных

обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

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

$$i_{y\partial} = k_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (53)$$

где $K_{\partial\partial}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;
 $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$Bk \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m, \quad (54)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная;
 t_m – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (55)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,
 $Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

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

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

Выбираем ТТ ТОЛ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 200 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (57)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

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

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов:

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

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (58)$$

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

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

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

Сопротивление контактов: $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$

Вторичная нагрузка z_2 :

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

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$B_k \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 88 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_{kp} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{kp}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

10.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \tag{59}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;
 $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 18 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 22.

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

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

10.4 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их

стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения [5].

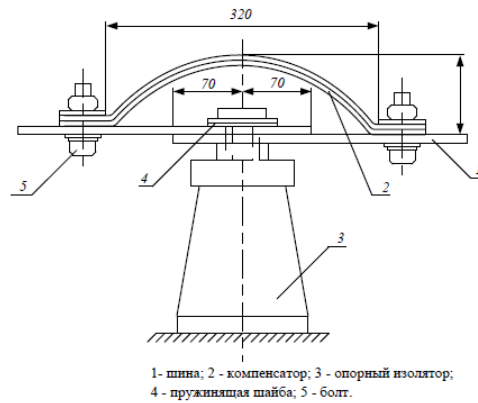


Рисунок 8 – Компенсатор для однополосных шин

Номинальный ток:

$$I_{p.max} = 1415,3 \text{ А};$$

Выбираем алюминиевые шины размером 80*10 мм с допустимым током $I_{доп. ном}=1540 \text{ А}$

$$I_{доп.л} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{Q_{доп} - Q_0}{Q_{доп} - Q_{норм}}} \quad (60)$$

$$I_{доп.л} = 1540 \cdot \sqrt{\frac{70 - 45}{70 - 20}} = 1089$$

$$I_{p.max} \leq I_{доп.л}, \quad (61)$$

Проверка по термостойкости исходя из данных.

$$I_{по} = 28,1 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_{уд} = 49,6 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (62)$$

где $C = 82$ - для алюминиевых шин и кабелей;

q_{min} – минимальное сечение провода.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{225,2 \cdot 10^6}}{82} = 274,6 \text{ мм.}$$

$$q_{min} < q_{станд}.$$

Проверка шин на электродинамическую стойкость

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ Гц,} \quad (63)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278 \text{ Гц.}$$

где J -момент инерции шины;

q -поперечное сечение шины.

$$J = \frac{8^3}{12} = 42,7 \text{ см}^4.$$

Механический расчёт шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при действии механической силы (МПа), должно быть меньше допустимого (для материала шины марки АДЗ1Т = 90 МПа), определим расчётное напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{юз}^2 \cdot l^2}{W_a}, \quad (64)$$

где W_a - момент сопротивления шины, который определяется:

l -длина пролета между опорными изоляторами;

$$W_a = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(23200)^2 \cdot 1,2^2}{10,7} = 1,25 \text{ МПа}.$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{\text{дон}} = 90$ МПа, можно сказать, что шины механически прочны.

10.5 Выбор ограничителя перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной и компенсированной нейтралью переменного тока 10 кВ частоты 50 Гц от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений опн 10 рассчитаны для эксплуатации в условиях нормированных для исполнения УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 при высоте не более 1000 м над уровнем моря и температуре окружающей среды от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Ограничители опн 10 выдерживают тяжение провода в горизонтальном направлении не менее 300 Н и давление ветра со скоростью до 40 м/с без гололеда и до 15 м/с при толщине гололеда 2 см.

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 20.



Рисунок 9 – ОПН-10 кВ

Таблица 20 – Основные характеристики ОПН-10 кВ

Класс напряжен ия сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопас ность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
10	15	12	10	40

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (65)$$

где β – коэффициент затухания ($\beta=0,91$);

C – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1+k \cdot l \cdot U_0}, \quad (66)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения. ($U_0 = 900$);

l – длина защищаемого подхода;

k – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1+0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ocm}}{Z} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (67)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе ($U_{ост} = 152$);
 Z – волновое сопротивление линии ($Z=470$).

$$\mathcal{E} = \frac{661,8 - 152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж}.$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (68)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{297}{110} = 2,7 \text{ кДж / кВ}.$$

Удельная энергоёмкость ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 равна 4 кДж / кВ.

10.6 Выбор комплектных распределительных устройств

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

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [6].

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-63 (представлен рисунок 5), которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 Гц напряжением 6-10 кВ на токи 630-2000 А.



Рисунок 10 – КРУ-СЭЩ-63

Таблица 21 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10УХЛ2 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный.

10.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики,

система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 10/0,4 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [6].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 22.

Таблица 22 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	Cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,65	20,6	24,08
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	-
Отопление и освещение ДП	1	80	-
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	1	30	-
Прочее	1	46	-
Итого		303,6	24,08

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (69)$$

$$S_{рас} = \sqrt{303,6^2 + 24,08^2} \cdot 0,8 = 243 \text{ кВА}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 630/10/0,4.

10.8 Выбор плавких предохранителей на 10 кВ

Условия выбора плавкого предохранителя:

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

$$U_{ном.п} \geq U_{сети}; \quad (70)$$

2) Номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной перегрузки:

$$I_{ном.вст} \geq I_{ном.ЭП}; \quad (71)$$

$$I_{п.вст} \geq \frac{I_n}{2,5}, \quad (72)$$

где $I_{ном.вст}$ – номинальный ток плавкой вставки, А ;

$I_{ном.ЭП}$ – номинальный ток отдельного ЭП, А;

I_n – пиковый ток ЭП, А.

$$I_{П} = K_{П} \cdot I_{ном.ЭП}, \quad (73)$$

где $K_{П}$ – кратность пуска.

Выбор плавкой вставки рассмотрим на примере токовой нагрузки ВТП соор.3

$$I_{ном1} = \frac{P_{P1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi},$$

$$I_{ном1} = \frac{1255,7}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,94} = 72,5 \text{ А}$$

$$I_{п.вст} = \frac{I_{н1} \cdot 5}{2,5},$$

$$I_{п.вст} = \frac{72,5 \cdot 5}{2,5} = 144,96 \text{ А}$$

$$I_{НОМ ВСТ} \geq I_{НОМ Э.П} \Rightarrow 160 \geq 144,96 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку по кривым [7] на ток $I_{п.вст} = 160 \text{ А}$ и предохранитель ПКТ-104-10-160-20 УЗ

Произведем проверку по длительно допустимому току:

$$3 \cdot I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{вст}} \quad (74)$$

$$3 \cdot 150 \geq 160$$

Аналогично определяем плавкие предохранители для остальных ТП. Результаты расчета сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Плавкие предохранители на 10 кВ

Участок сети	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{п.вст}}, \text{А}$	$I_{\text{н.пр}}, \text{А}$	Маркировка
1	2	3	4	5
ВТП соор.3	72,5	145	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ВТП соор.4	80,28	160,55	200	ПКТ-104-10-200-20 У3
ВТП соор.5	75,6	151,2	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ВТП соор.6	69,03	138,07	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ВТП соор.7	65,7	131,32	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ВТП соор.10	65,83	131,7	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ВТП соор.17	74,5	149	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ТП соор.24А	95,15	190,3	200	ПКТ-104-10-200-20 У3
ТП соор.24Б	95,65	191,3	200	ПКТ-104-10-200-20 У3
ТП соор.24В	91,44	182,88	200	ПКТ-104-10-200-20 У3
ТП соор.24Г	56,9	113,82	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ТП соор.24Д	73,08	146,16	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ВТП-1-1	86,74	173,48	200	ПКТ-104-10-200-20 У3
ВТП-1-2	75,45	150,9	160	ПКТ-104-10-160-20 У3
ВТП-1-3	76,01	152,2	160	ПКТ-104-10-160-20 У3

Аналогично произведем расчет предохранителей на 0,4 кВ для КТПН24А. Результаты сведем в таблицу 24.

Таблица 24 - Плавкие предохранители на 0,4 кВ

Участок сети	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$I_{\text{п.вст}}, \text{А}$	$I_{\text{н.пр}}, \text{А}$	Маркировка
1	2	3	4	5
До соор.15 ввод 1	302,2	594,4	600	ПН2-600/25
До соор.16 ввод 1	234,6	469,2	500	ПН2-600/25
До соор.14 ввод 1	219,9	439,8	500	ПН2-600/25
До соор.14 ввод 3	160,7	321,4	400	ПН2-400/25
До соор.26М ввод 1	30,97	61,95	400	ПН2-100/50
До соор.26/1 ввод 1	89,08	178,15	200	ПН2-250/50
До соор.26Г ввод 1	17,32	34,64	40	ПН2-100/50
До соор.15 ввод 2	90,8	181,6	200	ПН2-250/50
До соор.16 ввод 2	226,4	452,7	500	ПН2-600/25
До соор.26П ввод 2	138,3	276,6	300	ПН2-400/25
До соор.26Г ввод 2	81,3	162,6	200	ПН2-400/25
До соор.26/1 ввод 2	256,8	513,5	600	ПН2-600/25
До соор.14 ввод 2	194,08	388,2	400	ПН2-400/25
До соор.14 ввод 4	283,6	567,3	600	ПН2-600/25
ИБП	8,66	17,32	30	ПН2-100/50

10.9 Выбор и проверка автоматических выключателей

Выбор и проверка автомата осуществляется по следующим формулам напряжению установки:

$$U_n \geq U_{\text{уст}}, \quad (75)$$

По роду тока и его значению:

$$I_{\text{нл}} \geq I_{\text{р1}} \quad (76)$$

По коммутационной способности:

$$I_{откл} \geq I_{к} \quad (77)$$

По току расцепителя:

$$I_{расц} \geq I_{дл.доп} \quad (78)$$

Произведем проверку автоматических выключателей:

$$I_{кз} \geq 3 I_{дл.доп}$$

Произведем выбор автоматического выключателя для потребителя соор.15, ввод 1 по напряжению установки:

$$0,69 \geq 0,4 \text{ кВ}$$

По роду тока и его значению:

$$320 > 302,2$$

По коммутационной способности:

$$40000 > 6097$$

По току расцепителя:

$$1000 > 330$$

Выбираем выключатель ВА57-39 с номинальным током $I_n=320 \text{ А}$, током расцепителя $I_{расц}=1000 \text{ А}$.

Проверка автоматического выключателя:

$$6097 > 3 * 1000$$

Аналогично произведем выбор и проверку для остальных потребителей. Результаты расчета и проверки сведем в таблицу 25

Таблица 25 – Выбор автоматических выключателей на 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}, \text{ А}$	$I_{НОМПЛ.ВСТ}, \text{ А}$	$I_{расц}, \text{ А}$	Маркировка
1	2	3	4	5
До соор.15 ввод 1	302,2	320	1000	ВА57-39
До соор.16 ввод 1	234,6	250	1000	ВАПФ57-35
До соор.14 ввод 1	219,9	250	1000	ВАПФ57-35

Продолжение таблицы 25

Участок сети	$I_{расч}, A$	$I_{НОМПЛ.ВСТ}, A$	$I_{расц}, A$	Маркировка
1	2	3	4	5
До соор.14 ввод 3	160,68	200	1000	ВАПФ57-35
До соор.26М ввод 1	30,97	40	125	ВАПФ57-35
До соор.26/1 ввод 1	89,08	100	500	ВАПФ57-35
До соор.26Г ввод 1	17,32	25	100	ВАПФ57-35
До соор.15 ввод 2	90,8	100	500	ВАПФ57-35
До соор.16 ввод 2	226,4	250	500	ВАПФ57-35
До соор.26П ввод 2	138,3	160	500	ВАПФ57-35
До соор.26Г ввод 2	81,3	100	500	ВАПФ57-35
До соор.26/1 ввод 2	256,8	320	1000	ВА57-39
До соор.14 ввод 2	194	200	1000	ВАПФ57-35
До соор.14 ввод 4	283,6	320	1000	ВА57-39
ИБП	8,66	16	80	ВАПФ57-35

11. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы являются надежными конструктивно благодаря отсутствию у них движущихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов и автотрансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов и автотрансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов и автотрансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) отключать трансформатор от всех источников питания при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним.

Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах (автотрансформаторах) могут устанавливаться и другие виды защиты.

11.2 Дифференциальная защита трансформаторов

Область применения и принцип действия.

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах (автотрансформаторах), а лишь в следующих случаях:

1) на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;

2) на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;

3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_q < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов (автотрансформаторов) дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора).

Дифференциальная защита, действующая без выдержки времени, обеспечивает в рассмотренном случае отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора) устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон [8].

Таблица 26 – Расчёт релейной защиты трансформатора ТМГ1600/10-У1 (ХЛ1)

Наименование величины	Обозначение и метод	Числовое значение для стороны 10 кВ
1	2	3
Первичный ток на сторонах защищаемого тр-ра соответствующей его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924,86$
Коэффициент трансформации ТТ	K_t	$\frac{800}{5}$

Наименование величины	Обозначение и метод	Числовое значение для стороны 10 кВ
1	2	3
Схема соединения ТТ	-	Д
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$I_{ном,В} = \frac{924,86 \cdot \sqrt{3}}{800 / 5} = 10$
МТЗ		
1	2	3
Рабочий максимальный ток, А	$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{р.мах} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,5$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап} \cdot I_{р.мах}}{K_B}$	$I_{МТЗ} = \frac{12 \cdot 2}{0,85} \cdot 92,5 = 2608,5$
Коэффициент чувствительности	$K_{\chi} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{МТЗ}}$	$K_{\chi} = \frac{14,1 \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{2608,5} = 0,005$
Защита от перегрузки		
Ток срабатывания защиты, А	$I_{СЗ.П} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$I_{СЗ.П} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 924,86 = 1146,9$
Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{СЗ.П}}{n_T}$	$I_{втор.П} = 1,732 \cdot \frac{1146,9}{600} = 3,3$

12 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ДЛЯ ТП

Выполним общее заземляющее устройство в виде замкнутого контура для ТП для напряжения 10 и 0,4 кВ. Примем удельное сопротивление грунта равным 45 Ом/м, расчетное сопротивление заземления ТП примем 3,1 Ом. Общее сопротивление заземляющих устройств по ПУЭ не должно превосходить 4 Ом в любое время года.

Наружный контур заземления состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. В грунт погружают 9 электродов заземления, сделанных из угловой стали 50x50x5 мм, длиной 3м на глубину 3,5 и 0,5 м. Внутренний контур заземления изготавливается заводом.

Все нетоковедущие металлические части оборудования, применяемые в ТП, у которых есть вероятность попадания под напряжение, присоединены к контуру заземления болтовым присоединением или сваркой. Наружный контур соединяется с внутренним сваркой.

Все контактные соединения при устройстве заземления производят сваркой. Высота швов сварки равна 5 мм, длина принимается равной не менее 5d электрода заземления.

Данная ТП является готовым решением. В комплект завода-поставщика входит решения по устройству внутреннего контура и системы выравнивания потенциалов.

В качестве ГЗШ (главной заземляющей шины) примем защитный проводник РЕ в РУ-0,4 кВ.

Заземляющие проводники обозначают красками желто-зеленых полос в местах присоединения или липкой двухцветной лентой.

Произведем расчет заземления для КТПН-26.

Расчетное значение удельного сопротивления для вертикальных заземлителей определяется по следующей формуле[12]:

$$R_{расчв} = K_{м.в} \cdot K_{з.в} \cdot R_{изм} \quad (79)$$

где $K_{м.в}$ – коэффициент климатических зон для вертикальных заземлителей,

равен 1,46;

Кз.в – коэффициент, учитывающий состояние земли для вертикальных заземлителей, равен 0,9;

Ризм – удельное сопротивление грунта, равное 50 Ом/м.

$$R_{расчв} = 1,46 \cdot 0,9 \cdot 50 = 65,7 \text{ Ом} / \text{ м}$$

Расчетное значение удельного сопротивления для горизонтальных заземлителей определяется формуле[12]:

$$R_{расчг} = K_{м.г} \cdot K_{з.г} \cdot R_{изм} \quad (80)$$

где Км.г – коэффициент климатических зон для вертикальных заземлителей, равен 0,35;

Кз.г – коэффициент, учитывающий состояние земли для вертикальных заземлителей, равен 0,9;

$$R_{расчг} = 0,35 \cdot 0,9 \cdot 50 = 15,75 \text{ Ом} / \text{ м}$$

Сопротивление одиночного стержня определяется следующим образом[12]:

$$R_{св} = \frac{0,366 \cdot R_{расч.в}}{l \cdot K_{и.в}} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (81)$$

где Ки.в – коэффициент использования вертикальных заземлителей, равен 0,57;

l – длина вертикального электрода, м;

d – диаметр вертикального электрода, равен 0,0465 м

t – глубина закладывания вертикального электрода от середины до поверхности земли, равна 2м

$$R_{св} = \frac{0,366 \cdot 65,7}{3 \cdot 0,57} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,0465} + \frac{3}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 33,2 \text{ Ом} / \text{ м}$$

Число стержней для получения, где Rз=4 Ом определяется по формуле[12]:

$$n = \frac{R_{св}}{R_{з}} \text{ шт} \quad (82)$$

$$n = \frac{33,2}{4} = 8,3 \text{ шт}$$

Принимаем к установке 9 стержней, произведем проверку:

$$R_3 = \frac{R_6}{n} \text{ Ом} \quad (83)$$

$$R_3 = \frac{33,2}{9} = 3,68 \text{ Ом}$$

Примем $l_г=51, \text{ м}$ – длина горизонтального заземлителя. Рассчитаем сопротивление горизонтального заземлителя по формуле[12]:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot P_{расч.г}}{l_г \cdot K_{и.г}} \cdot \left(\lg \frac{2l_г^2}{D \cdot t_г} \right) \quad (84)$$

где $K_{и.г}$ – коэффициент использования горизонтальных заземлителей, равен 0,33;

$l_г$ – длина горизонтального электрода, 51 м;

D – диаметр горизонтального электрода, равен 0,016 м

$t_г$ – глубина закладывания горизонтального электрода, равна 0,6 м

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 15,75}{51 \cdot 0,33} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 0,33^2}{0,0016 \cdot 0,6} \right) = 20,4 \text{ Ом}$$

Определим общее сопротивление контура заземления по формуле[12]:

$$R_{общ} = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3} \text{ Ом} \quad (85)$$

$$R_{общ} = \frac{20,4 \cdot 3,68}{20,4 + 3,68} = 3,12 \text{ Ом}$$

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

13.1 Расчет капиталовложений

Для системы электроснабжения стартового комплекса:

$$K = K_{л\sigma} + K_{об\sigma}, \quad (86)$$

где $K_{л\sigma}$ - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$ - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб;

Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЭП, на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{нит.л.} = \sum(L_{кл} \cdot k_{уд}) + K_{сmp}, \quad (87)$$

где $k_{уд}$ – удельная стоимость 1 м линии ;

$K_{сmp}$ – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке шинопроводов и кабельных линий, [9].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{нит.л.} = 561822 + 50000 = 611822 \text{ руб.}$$

Расчет капиталовложений оборудования

В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор.Σ} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смп} + K_{пр.} , \quad (88)$$

где $K_{КТП}$ – капиталовложения в КТП;

$K_{пред.}$ – капиталовложения в предохранители;

$K_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ $K_{смп} = 45000$ руб., [9];

$K_{пр}$ – прочие затраты, $K_{пр} = 5000$ руб., [10].

$$K_{обор.Σ} = 7 \cdot 215000 + 12 \cdot 240000 + 310000 + 48 \cdot 430 + 45000 + 5000 = 5055640 \text{ руб.}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле(79):

$$K_{Σ} = 611822 + 5055640 = 5667462 \text{ руб.}$$

13.2 Расчет эксплуатационных затрат

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K_{Σ}}{T_{сл}} = \frac{5667462}{20} = 283373,1 \text{ руб.};$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (89)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,004$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт

КЛ, [9].

$\alpha_{P.O.ОБ} = 0,037$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт

КТП и оборудования, [9].

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 611822 + 0,037 \cdot 5055640 = 189506,68 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W},$$

где $\Delta W = 363167,76$ кВт·ч – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064$ руб/(кВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 363167,76 \cdot 0,064 = 23242,73 \text{ руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 189506,88 + 283373,1 + 23242,73 = 496122,71 \text{ руб.}$$

13.3 Суммарные затраты и себестоимость распределения электроэнергии

Среднегодовые приведённые затраты можно найти по следующей формуле:

$$Z = E \cdot K + I,$$

(91)

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,0825$);

$$Z = 0,0825 \cdot 5667462 + 496122,71 = 963688,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W},$$
 (92)

где W – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.god.} \cdot T_{\Gamma},$$

(93)

где $\Sigma P_{cp.god.}$ - среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;

$$W = 6689 \cdot 5000 = 33,44 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч}$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_w = W \cdot 1 = 25400000 \cdot 1 = 33440000 \text{ руб} \quad (94)$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{496122,71}{33,4 \cdot 10^6} = 0,015 \text{ руб./кВт·ч}$$

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

14.1 Пожарная безопасность трансформаторной подстанции

Серийное производство трансформаторных подстанций в промышленных масштабах предусмотрено многими предприятиями. Различные проекты подстанций предусматривают не только надежность в качестве распределительного и преобразующего узла, но и безопасность в эксплуатации.

Пожарная безопасность трансформаторных подстанций — одно из главных требований при монтаже и эксплуатации. С этой целью разработаны определенные правила строительства и оборудования трансформаторных подстанций, обязательные для выполнения как строителями, так и энергетиками[13].

Существуют сборники правил в специальных документах — «Требования пожарной безопасности» относительно ТП, «Руководство по защите ТП от пожаров». В них рассмотрены возможные причины возгорания, представлен список возможностей минимизации последствий.

Максимальная опасность возгорания относится к кабельным линиям. Все кабели, проходящие от трансформаторных станций к распределительным щитам, должны прокладываться в огнестойких каналах и быть оборудованы негорючей изоляцией. Все кабельные линии, проходящие внутри и снаружи здания, должны быть оборудованы автоматикой аварийного отключения при перегрузках или КЗ. Линии, с подключенными устройствами пожарной безопасности, оборудуют изоляцией или огневой защитой с особым классом огнестойкости. При котором в случае пожара система могла бы сохранить работоспособность такое количество времени, сколько бы потребовалось по нормативам, для того чтобы эвакуировать весь персонал.

Трансформаторные подстанции типа КТПБ являются одними из самых безопасных в плане пожарной безопасности. Стены и пол,

выполненные из негоряемого материала, позволяют локализовать пожар внутри здания без угрозы его распространения. Кровли и перекрытия подстанций выполняются из негоряемых материалов. В помещении трансформаторной подстанции не должны храниться опасные в пожарном отношении вещества.

Распределительные щиты выполняют из негорючего материала и надежно изолируют от оборудования. Все электрораспределительное оборудование и трансформаторы должны соответствовать классу помещения по взрывоопасности и пожароопасности и регулярно проверяться согласно плану ТО[13].

Растительность, угрожающая распространением горения от подстанции, должна удаляться по всему периметру участка, на котором расположена трансформаторная подстанция. Все деревянные элементы обрабатываются антипиренами.

14.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

По причине механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора существует высокая вероятность растекания трансформаторного (технического) масла на землю. Для того чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, устанавливают маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой подстанции «СК-2» установлены два силовых трансформатора марки ТРДН-25000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 27 [15].

Таблица 27 – Параметры трансформатора ТРДН-25000/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТРДН-25000/110/10	25	49,2	12,5	5960	4300	5380

Если масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно [3] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТРДН-25000/110/10 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [3].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [3] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами.

На ПС «СК-2» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 25 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «СК-2» по паспортным данным имеют полную массу

49,2 т. Масса масла в трансформаторе составляет 12,5 т, а его объем вычисляется по выражению [14]:

$$V = \frac{m}{\rho_M} \quad (95)$$

$$V = \frac{m}{\rho_M} = \frac{12,5}{0,895} = 13,97 \text{ м}^3,$$

где ρ_M - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 – $\rho_M = 895 \text{ кг/м}^3$ [17].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (96)$$

$$S' = 2 \cdot [(5,96 \cdot 5,38) + (5,96 \cdot 4,3)] = 115,4 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} \quad (97)$$

$$V' = 115,4 \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 41,2 \text{ м}^3$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V \quad (98)$$

$$V = 13,97 + 41,2 = 55,17 \text{ м}^3$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (99)$$

$$S = 7,3 \cdot 8,38 = 61,17 \text{ м}^2$$

где $L', \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$$L' = L + \Delta \quad (100)$$

$$L' = 4,3 + (2 \cdot 1,5) = 7,3 \text{ м}$$

$L = 4,3 \text{ м}$ - длина трансформатора [15];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [7];

$B', \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$$B' = B + \Delta \quad (101)$$

$$B' = 5,38 + (2 \cdot 1,5) = 8,38$$

$B = 5,38 \text{ м}$ - ширина трансформатора [15].

Для трансформатора ТРДН-25000/110/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 60 м^3 . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь, маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [16]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 \text{ м}, \quad (102)$$

$$h = \frac{55,17}{61,17} + 0,25 + 0,05 = 1,2$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [7],

где $h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [7].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 11.

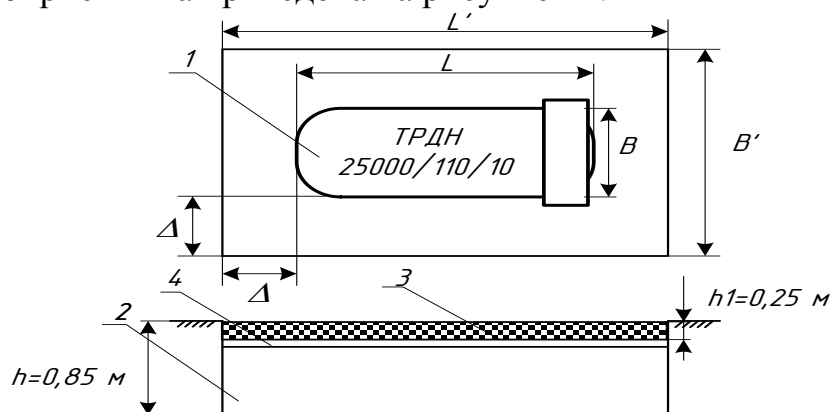


Рисунок 11 - Схема маслоприёмника

На рисунке 11 изображены: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении или старении трансформаторного масла требуется замена на свежее. Производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций проверяются на правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов изготавливаются из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Слив масла запрещен в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью выпускной квалификационной работы являлось проектирование системы внешнего электроснабжения для стартового комплекса ракета – носителя «Ангара». Был произведен расчет электрических нагрузок, осуществлен выбор компенсирующих устройств и трансформаторов. Осуществлен выбор кабелей распределительной сети 0,4 кВ, выбор схемы и конструкции ТП и РП. Рассчитаны токи КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Осуществлен выбор основного оборудования РЗ для трансформатора. Представлены технико-экономические показатели проекта. Рассмотрены вопросы об экологичности и безопасности работы КРУ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 2 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.
- 3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 5 Методические указания к курсовому проектированию по курсу «Электрическая часть станций и подстанций». М.: ЖДМИ, 1990.
- 6 Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М. / Энергоатомиздат, 1985.
- 7 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 8 Беляков, Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.
- 9 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 10 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
- 11 ГОСТ 32144-2013«Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической

энергии в системах электроснабжения общего назначения»/Межгосударственный стандарт– М.: Стандартинформ, 2014.

12 Справочник «Заземление, защитные меры электробезопасности» / под ред. М.Р. Найфельд и др. – М: Энергия, 1975 – 648 с.

13 Пожарная безопасность трансформаторной подстанции [Электронный ресурс]. URL: <http://akvkraska.ru/stati/o-inzhenernyh-setyah/822-pozharnaya-bezopasnost-transformatornoy-podstancii/>(дата обращения: 22.05.2018).

14 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

15 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с

16 Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990.

17 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 22.05.2018).