МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭСС и С
Умбеткулов Е.К. к.т.н. доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ **20____ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование ПС 110кВ в Наурызбайском районе г. Алматы

Специальность 5В 071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Вахитов В.В. ЭЭу-13(В)
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Матаев У.М. к.т.н, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А.А. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «16» 05 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С.Т. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «12» 05 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А. доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «25» 05 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: Сулейменова Д.Т. Глав. спец. отдел. тех. мод. АО «НК»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетика
Специальность 5В 071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Вахитов Виктор Викторович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование ПС 110кВ в Наурызбайском районе г. Алматы

утверждена приказом ректора № 165 от «20» 11 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «30» 05 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Краткая характеристика потребителей в проектируемом районе.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Анализ исходных данных проектируемого объекта.
2. Выбор силовых трансформаторов
3. Расчет токов короткого замыкания.
4. Выбор схемы электрических соедин. ПС.
5. Выбор высоковольтного оборудования.
6. Релейная защита и автоматика
7. Технико-экономическое обоснование.
8. Экологичность и безопасность проекта. Безопасность труда при эксплуатации ПС 110/10кВ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

График нагрузок ПС 110/10 кВ
Однолинейная схема ПС 110/10 кВ
План, разрез ПС
Релейная защита ПС 110/10 кВ
Грозозащита
Технико-экономические показатели.

Рекомендуемая основная литература

1 Норма технологического проектирования подстанций перем. тока с высшим напряж 35-750 кВ (НТП ПС) - Стандарт орган. ОАО „ФСК ЕЭС" от 04.08.2010 (СТО 56947007 -29.240.10.028-2009)
2. Неклепаев БН, Крючков И.П. - Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989г
3 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) - 7е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003
4. Расчет коротких замыканий и выбор оборудования: Р248. Учебн пособие для студентов. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев и др. под редакцией И.П. Крючкова, В.А. Старшинова - М.: Изд. центр „Академия". 2005-416с

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ЭНД	Байзакова С.М.	12.05.2016г.	
Экономика	Жакупов А.А.	15.05.2016г.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сбор материалов по сетям Наурызбайском районе.	09.11.2015.	Выполнил
2.	Анализ исходных данных.	11.12.2015	выполнил
3	Выбор силовых трансформаторов	07.02.2016.	выполнил
4	Выбор схемы эл. соедин. ПС.	10.02.2016	выполнил
5	Расчет токов к.З.	04.03.2016	выполнил
6	Выбор высоковольтного оборудования.	02.04.2016	выполнил
7.	Релейная защита и автоматика	20.04.2016	выполнил
8	Технико-экономическая часть	29.04.2016	выполнил
9	Экологичности и безопасность проекта.	15.05.2016.	выполнил
10	Графическая материалы	20.05.2016	выполнил
11	Оформление диплома	20.05.2016	выполнил.
12.	Готовый проект.	30.05.2016	выполн

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

Заведующий кафедрой _____ Жибеткулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Матаев Ж.М.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Вахитов.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

110/10 кВ қосалқы станциясын жобалау қолданыстағы электрлік жүктемелердің жартысын ауыстыру және 110 кВ электрлік тораптарды жүктен босату қажеттілігімен байланысты.

Оның одан әрі дамыту мүмкіндігі, кернеу реттеу, қосымша желі автоматтандыру құралдарын енгізу, және одан пайдалану.

Ол үшін жобаланатын аудандағы талдау жүргізу және жобаланатын мерзімге 5-7 жыл электрлік жүктемелердің өсуін есептеу керек.

Қосалқы станциядағы трансформаторлар санын және қуатын, бас сұлбаны, қарымталаушы жабыдықтар мен релелік қорғаныс құрылығыларына таңдау жүргізілді.

Аннотация

Проектирования ПС110/10 кВ вызвано необходимостью перевести часть электрических нагрузок от существующих подстанций и необходимостью разгрузить электрические сети 110 кВ.

Возможность ее дальнейшего развития, использование средств регулирования напряжения, введения дополнительных средств автоматизации сети и многое другое.

Для этого необходимо произвести анализ потребителей в проектируемом районе и расчет электрически нагрузок с учетом роста на проектируемый период 5-7 лет.

Выбор мощности и количества трансформатор на подстанции, главной схемы ввода, коммутационного оборудования и релейной защиты оборудования.

Annotation

Design PS110/10 kV due to the need to transfer part of the electrical load from the existing substations and the need to relieve the electrical network of 110 kV.

The possibility of its further development, the use of voltage regulation, introducing additional network automation tools, and more.

To do this, you must make an analysis of the consumer in the projected area and the calculation of electrical loads , taking into account the projected growth in the period of 5-7 years.

Selecting power and quantity of transformer substation , the main input circuit , switching equipment and relay protection equipment.

Содержание

	Введение……....	7
1	Анализ исходных данных проектируемого объекта…….	9
1.1	Краткая характеристика проектируемого объекта……..	9
1.2	Баланс активной и реактивной мощности на подстанции……..	10
2. 2	Выбор силовых трансформаторов……	12
2.1	Выбор требуемого числа трансформаторов……	12
2.2	Выбор конструктивного исполнения трансформаторов……..	12
2.3	Выбор номинальных напряжений и способа регулирования вторичного напряжения трансформаторов…….	13
2.4	Выбор группы и схемы соединения обмоток трансформаторов…..	13
2.5	Выбор номинальной мощности трансформаторов…….	14
3.	Выбор схемы электрических соединений ПС…….	17
4.	Расчет токов короткого замыкания……..	20
4.1	Теоретические сведения……	20
4.2	Расчет токов трехфазного КЗ…….	21
5	Выбор высоковольтного оборудования……	28
5.1	Выбор выключателей 110 кВ……	28
5.2	Выбор разъединителей 110кВ……	30
5.3	Выбор ячеек и выключателей РУ-10 кВ……	31
5.4	Выбор трансформаторов собственных нужд……..	33
5.5	Выбор ограничителей перенапряжения……..	35
5.6	Выбор заземлителей нейтралей силовых трансформаторов……..	36
5.7	Выбор измерительных трансформаторов тока……	36
5.8	Выбор измерительных трансформаторов напряжения……..	39
5.9	Выбор оборудования высокочастотной связи…….	40
5.10	Выбор токопровода…….	41
5.11	Выбор изоляторов……	47
5.12	Выбор аккумуляторной батареи……..	48
6	Релейная защита и автоматика……	50
6.1	Выбор защит фидеров……..	52
6.3	Выбор защит вводов 10 кВ…….	53
6.4	Выбор защит шин 10кВ……...	54
6.5	Выбор защит трансформатора……..	55
6.6	Выбор защит шин 110 кВ……	56
7	Технико-экономическое обоснование……	58
7.1	Затраты на строительство, монтаж и эксплуатацию……	58

7.2 Тарифы на электроэнергию и издержки…….. 61
7.3 Оценка экономической эффективности……. 63
8 Экологичность и безопасность проекта. Безопасность труда при эксплуатации ПС 110/10 кВ…… 66
8.1 Основные сведения…….. 66
8.2 Расчет защитного заземления подстанции 110/10 кВ……. 67
8.3 Молниезащита…….. 71
Заключение……... 75
Список использованных источников……. 76

Введение

В соответствии с Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 апреля 1999 года № 384 « О Программе развития электроэнергетики до 2030 года», которая является стратегической, реализация программы развития электроэнергетики республики осуществляется поэтапно, и состоит их четырех этапов по годам:

1) I этап программы - 1999-2005 годы;
2) II этап программы - 2006-2010 годы;
3) III этап программы - 2011-2015 годы;
4) Оценка - 2016-2030 годы.

На первом и втором этапах реализации программы развития отрасли энергетики, которая полностью осуществлена. Третий этап программы основано на эффективных подходах управления энергетической отрасли основанной на обеспечение его конкурентоспособности.

Программой развития электроэнергетики Казахстана является создания единой энергетической системы Казахстана, которая объединит Север и Юг Казахстана, что позволит обеспечить энергетическую независимость Южного региона от государств Центральной Азии.

Развитие электрических сетей позволит, увеличит темп потребления электроэнергии на - 5%-6% ежегодно, это особенно будет ощущаться на юге и западе страны. Анализ потребления электроэнергии показывает, что показатель роста дефицита энергии в 2015 году может составить 3 млрд. кВт-час. Для ликвидации дефицита электроэнергии необходимо проводить работы по развитию электрических сетей 110-35 кВ в густонаселенных и промышленных районах в таких как: Астана, Караганда, Алматы и Алматинская область и др. В частности, в настоящее время реализуются проекты по строительству второй линии электропередачи Север-Юг, второй очереди ТЭЦ-2 Астаны, межрегиональной линии Северный Казахстан - Актюбинская область, Мойнакской ГЭС в Алматинской области, Кандыагашской ГТЭС и других.

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

Задача проектирования электрической сети относится к классу оптимизационных задач, однако не может быть строго решена оптимизационными методами в связи с большой сложностью задачи, обусловленной многокритериальностью, многопараметричностью и динамическим характером задачи, дискретностью и частичной неопределенностью исходных параметров.

В этих условиях проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

Проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

1. Анализ исходных данных проектируемого объекта

1.1. Краткая характеристика проектируемого объекта

Для выбора необходимого оборудования устанавливаемого на проектируемой ПС110/10 кВ, необходимо провести анализ предполагаемых потребителей определенных в задании на проектирование. Предполагается, что потребители будут получать необходимую электроэнергию по линиям 10 кВ.

Проектируемая подстанция расположена в Наурызбайском районе Южной столицы города Алматы и будет запитана от ПС 220/110/10 кВ «Таугуль», которая в свою очередь получает питание от ТЭЦ-2. Согласно ПУЭ проектируемая подстанция расположена в климатическом районе соответствующая III району по ветровому давлению (650 Па), III району по гололеду (нормативная толщина стенки гололеда 5…10 мм). По карте среднегодовой продолжительности гроз относится к району, где среднегодовая продолжительность гроз составляет от 60 до 80 часов. По пляске проводов - I степень, т.е. район с умеренной пляской проводов (повторяемость пляски реже 1 раза в 10…20 лет).

Большая часть территории сооружения проектируемой подстанции - низменность. Климат резко-континентальный. Местность преобладает равнинная, солончаковой почвой.

В регионе развиваются населенные пункты, промышленность.

От проектируемой подстанции предполагается электроснабжение по электрическим сетям 10 кВ десяти (10) пунктов потребителей электрической энергии. Характеристика потребителей представлена в таблице 2.1

Таблица 1.1 - Характеристика потребителей

Данные пункта		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Наибольшая нагрузка, тыс. кВА		3,3	2,4	3,2	4,3	3,5	3,2	3,6	3,2	3,4	4,1
Коэффициент мощности cosφ		0,78	0,8	0,9	0,9	0,75	0,83	0,92	0,75	0,87	0,8
Состав потребит. %	I к.	10	25	20	30	20	10	25	20	30	20
	IIк.	20	25	20	20	50	20	25	20	20	50
	III к	70	50	60	50	30	70	50	60	50	30
Номин. напряжение. вторичной сети, кВ		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

1.2 Баланс активной и реактивной мощности на подстанции

Определение перспективной потребности в электроэнергии производиться с целью составления балансов электроэнергии по энергосистеме и выявления необходимости ввода новых энергоисточников. Определение электрических нагрузок сети любого уровня напряжения необходимо для решения большинства задач, возникающих при проектировании развития энергосистемы, в том числе выбора объема и структуры генерирующих мощностей, напряжения и схем электрической сети, основного оборудования, расчетов режимов работы сетей.

Произведем расчет суммарной нагрузки проектируемой подстанции

Полная мощность определяется выражением:

$$S=\sqrt{P^2+Q^2}, \quad (1.1)$$

где S – полная мощность, задана в исходных данных (таблица 1.1);

P – активная мощность, МВт;

Q – реактивная мощность, МВар.

Определим активную мощность нагрузок по формуле:

$$P=S\cdot\cos\varphi, \quad (1.2)$$

где cosφ - коэффициент мощности, задан в исходных данных (таблица 1.1). В итоге имеем:

$$P_1= S_1\cdot\cos\varphi_1= 3,3\cdot0,78= 2,57 \text{ МВт};$$
$$P_2= S_2\cdot\cos\varphi_2= 2,4\cdot0,8= 1,92 \text{ МВт};$$
$$P_3= S_3\cdot\cos\varphi_3= 3,2\cdot0,9=2,88 \text{ МВт};$$
$$P_4= S_4\cdot\cos\varphi_4= 4,3\cdot0,9= 3,87 \text{ МВт};$$
$$P_5= S_5\cdot\cos\varphi_5=3,5\cdot0,75= 2,63 \text{ МВт};$$
$$P_6= S_6\cdot\cos\varphi_6=3,2\cdot0,83=2,66 \text{ МВт};$$
$$P_7= S_7\cdot\cos\varphi_7= 3,6\cdot0,92=3,31 \text{ МВт};$$
$$P_8= S_8\cdot\cos\varphi_8= 3,2\cdot0,85=2,72 \text{ МВт};$$
$$P_9= S_9\cdot\cos\varphi_9=3,4\cdot0,87=2,96\text{МВт};$$
$$P_{10}= S_{10}\cdot\cos\varphi_{10}= 4,1\cdot0,8=3,28 \text{ МВт};$$

Определим реактивную мощность нагрузок по формуле:

$$Q= \sqrt{S^2-P^2}; \quad (1.3)$$

$$Q_1=\sqrt{S_1^2-P_1^2}=\sqrt{3,3^2-2,574^2}=2,04\ \text{МВАр};$$

$$Q_2=\sqrt{S_2^2-P_2^2}=\sqrt{2,4^2-1,92^2}=1,44\ \text{МВАр};$$

$$Q_3=\sqrt{S_3^2-P_3^2}=\sqrt{3,2^2-2,88^2}=1,4\ \text{МВАр};$$

$$Q_4=\sqrt{S_4^2-P_4^2}=\sqrt{4,3^2-3,87^2}=1,87\ \text{МВАр};$$

$$Q_5=\sqrt{S_5^2-P_5^2}=\sqrt{3,5^2-2,625^2}=2,32\ \text{МВАр};$$

$$Q_6=\sqrt{S_6^2-P_6^2}=\sqrt{3,2^2-2,656^2}=1,79\ \text{МВАр};$$

$$Q_7=\sqrt{S_7^2-P_7^2}=\sqrt{3,6^2-3,312^2}=1,41\text{кВАр};$$

$$Q_8=\sqrt{S_8^2-P_8^2}=\sqrt{3,2^2-2,88^2}=1,39\ \text{МВАр};$$

$$Q_9=\sqrt{S_9^2-P_9^2}=\sqrt{3,4^2-2,958^2}=1,68\ \text{МВАр};$$

$$Q_{10}=\sqrt{S_{10}^2-P_{10}^2}=\sqrt{4,1^2-3,28^2}=2,48\ \text{МВАр};$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 1.0.

Таблица 1.2 - Результаты расчетов значения мощностей

Данные пункта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Максимальная нагрузка S, МВА	3,3	2,4	3,2	4,3	3,5	3,2	3,6	3,2	3,4	4,1
Активная нагрузка P, МВт	2,57	1,92	2,88	3,87	2,63	2,66	3,31	2,72	2,96	3,28
Реактивная нагрузка Q, МВАр	2,04	1,44	1,4	1,87	2,32	1,79	1,41	1,39	1,68	2,48
Коэффициент мощности cosφ	0,78	0,8	0,9	0,9	0,75	0,83	0,92	0,75	0,87	0,8

2. Выбор силовых трансформаторов

2.1 Выбор требуемого числа трансформаторов

Обычно на подстанции выбирают один или два трансформатора. При этом однотрансформаторные подстанции выбирают: - для питания электроприемников, допускающих питание только от одного нерезервированного источника (электроприемников III категории); - для питания электроприемников любых категорий через замкнутые сети, подключенные к двум или нескольким подстанциям (или через незамкнутые сети, связанные между собой резервными линиями). Два трансформатора устанавливают на подстанциях, питающих электроприемники I или II категории и не имеющих на вторичном напряжении связи с другими подстанциями. Чтобы оба трансформатора могли надежно резервировать друг друга, их запитывают от независимых источников по не зависящим друг от друга линиям. Ввиду того, что взаимное резервирование трансформаторов должно быть равнозначным, их выбирают одинаковой мощности. Главные понизительные подстанции (ГПП) предприятий, как правило, сооружают двухтрансформаторными.

2.2 Выбор конструктивного исполнения трансформаторов

По конструктивному исполнению трансформаторы делят на масляные, заполненные синтетическими жидкостями и сухие. Масленые трансформаторы обладают хорошим отводом тепла от обмоток и сердечника, хорошей диэлектрической пропиткой изоляции, надежной защитой активных частей от воздействия окружающей среды, дешевизной. Их недостатком являются: возможность возникновения пожара, взрыва или выброса продуктов разложения масла при случайном повреждении изоляции, приводящая к дуговому короткому замыканию (КЗ) внутри бака трансформатора, особенно при отказе или неправильном срабатывании защиты. Поэтому такие трансформаторы используют для наружной установки или для установки в специальных трансформаторных помещениях подстанций.

Сухие трансформаторы обладают хорошими эксплуатационными характеристиками и возможностью работы в умеренно холодных климатических условиях. Нормальная работа такого устройства возможна при поддержании температуры окружающей среды от +1 до +35С. Преимущества сухих трансформаторов: сниженные потери трансформатора достигаются, путем использования стали с низкими удельными потерями; минимальные массогабаритные показатели. Недостатки - сухой трансформатор не предназначен для функционирования в условиях повышенной вибрации, а так же в помещениях с сильной запыленностью, в агрессивных или взрывоопасных средах..

2.3 Выбор номинальных напряжений и способа регулирования вторичного напряжения трансформаторов

Для двухобмоточных трансформаторов в паспортных данных приводятся номинальные напряжения обмотки высшего и низшего напряжения – $U_{ВН}$ и $U_{НН}$ соответственно. Для трехобмоточных – соответственно номинальные напряжения обмоток высшего, среднего и низшего напряжения - $U_{ВН}$, $U_{СН}$ и $U_{НН}$.

Определим номинальные токи на стороне ВН и НН в аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов, тогда установленная нагрузка полностью переходит на другой силовой трансформатор.

$$I_{ном(10)}=\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U_{нн}}=\frac{33{,}86\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5}=1864\ А; \qquad (2.1)$$

$$I_{ном(110)}=\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U_{вн}}=\frac{33{,}86\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 115}=170{,}2\ А; \qquad (2.2)$$

где S – суммарная мощность потребителей, кВА;

$U_{нн}$ – номинальное низкое напряжение, кВ;

$U_{вн}$ – номинальное высокое напряжение, кВ.

По способу регулирования вторичного напряжения трансформаторов делятся на:

а) регулируемые при помощи переключения отводов первичной обмотки при отключении трансформатора; такие трансформаторы снабжены устройством ПБВ (переключения без возбуждения);

б) регулируемые под нагрузкой, т.е. при помощи переключения отводов первичной обмотки без отключения трансформатора; такие трансформаторы снабжены устройством РПН (регулирования под нагрузкой);

В первом случае возможны нечастые сезонные изменения коэффициента трансформации в пределах от -5 до +5 процентов; обычно применяются пять ступеней переключения (-5; -2,5; 0; +2,5; +5 процентов).

Во втором случае число ступеней больше (например, 13 ступеней в пределах от -9 до +9 процентов или 17 ступеней в пределах от -12 до +12 процентов, или 19 ступеней в пределах от -16 до +16 процентов). Трансформатор с РПН снабжен внешним контактным устройством для автоматического переключения ступеней.

2.4. Выбор группы и схемы соединения обмоток трансформаторов.

Группу соединения обмоток трансформаторов выбирают так, чтобы трансформаторы в максимально возможной степени отвечали следующим условиям:

- препятствовали возникновению высших гармоник в электрических сетях;

- выравнивали нагрузку между фазами первичной обмотки при несимметричной нагрузке вторичной обмотки;

- ограничивали сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ в случае питания четырехпроводных сетей.

Для выполнения первого и второго условий одну обмотку трансформаторов соединяют в звезду (Y), а другую - в треугольник (Δ).

На понизительных подстанциях в звезду, как правило, соединена обмотка высшего напряжения (35-220 кВ), так как это может потребоваться системой заземления нейтрали в сетях этого напряжения; обмотку низшего напряжения соединяют в треугольник. Соединение первичной обмотки в звезду облегчает, кроме того, регулирование напряжений путем переключения отводов. По этим причинам на ГПП промышленных предприятий используют преимущественно трансформаторы с группой соединения обмоток звезда-треугольник (Y/Δ) или звезда с выведенной нейтральной точкой – треугольник (Y_0/Δ).

2.5 Выбор номинальной мощности трансформаторов

Основным фактором, определяющим требуемую номинальную мощность трансформатора согласно /3/, является допустимая относительная аварийная нагрузка. По ГОСТ 14209-97 она определяется по соображениям допустимого дополнительного теплового износа изоляции трансформатора за время аварийного режима с учетом температуры охлаждающей среды, типа трансформатора и формы суточного графика нагрузки в аварийных условиях. В зависимости от исходных данных различают два метода выбора номинальной мощности трансформаторов:

1) по заданному суточному графику нагрузки цеха за характерные сутки года для нормальных и аварийных режимов;

2) по расчетной мощности для тех же режимов

Теперь рассчитаем суммарную мощность потребителей по формулам:

$$\sum \underline{S}=\underline{S_1}+\underline{S_2}+\underline{S_3}+....+\underline{S_n}=28,8+j17,82=33,86\cdot e^{j35,1^\circ}\ \text{МВА};$$

Модуль суммарной мощности на шинах подстанции составит:

$$\left|\sum \underline{S}\right|=S=33,86\ \text{МВА}. \qquad (2.3)$$

По формуле Стилла определим необходимое напряжение для передачи обозначенной мощности S на расстояние 85 км, данное в задание на проектирование.

$$U_{ном}=4,34\sqrt{L+0.016\cdot P}=4,34\sqrt{85+0,016\cdot 28,8}=40 \text{ кВ} \quad (2.4)$$

Принимаем ближайшее высшее номинальное значение напряжения равное 110 кВ.

Номинальная мощность трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции определяется по формулам:

$$S_{ном.тр}\geq\frac{S}{0,7\cdot n}; \quad (2.5)$$

$$S_{ном.тр}\geq\frac{33,86}{0,7\cdot 2}=24,2 \text{ МВА}, \quad (2.6)$$

где n – число трансформаторов на подстанции (n=2);

0,7 – нормируемый коэффициент загрузки.

Устанавливаем двухобмоточные трансформаторы мощностью $S_{ном.тр} = 25$ МВА со значением высокого напряжения (ВН) 110кВ и низкого (НН) 10кВ.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме по формулам:

$$k_з=\frac{S}{S_{ном.тр}\cdot n}, \quad (2.7)$$

где n - число силовых трансформаторов.

$$k_з=\frac{33,86}{25\cdot 2}=0,68. \quad (2.8)$$

Так как коэффициент допустимой перегрузки трансформатора равен 0,7, следует, что в нормальном режиме трансформаторы перегрузок не испытывают.

Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, т. е. когда один трансформатор отключен, по формулам:

$$k_з^{ав}=\frac{S}{S_{ном.тр}}; \quad (2.10)$$

$$k_з^{ав}=\frac{33,86}{25}=1,35$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает установленной нормы 1,4.

Следовательно, на проектируемой подстанции по расчетной мощности на шинах 10 кВ выбираем силовые трансформаторы типа ТРДН–25000/110/10, с регулировкой напряжения под нагрузкой, схема соединения обмоток Y_0/Δ,

охлаждение дутьевое. Из справочной литературы выписываем основные параметры трансформатора:

- номинальная мощность, $S_{ном.тр.}$ = 25МВА;
- номинальное напряжение на стороне:

высокого напряжения $U_{ном.\ ВН}$ =115 кВ;

низкого напряжения $U_{ном.\ НН}$ =10,5кВ;

- потери активной мощности в обмотках трансформатора

$$\Delta P_{кз}=120 \text{ кВт};$$

- потери активной мощности в магнитопроводе трансформатора

$$\Delta P_{хх}=27 \text{ кВт};$$

- ток холостого хода $I_{хх}$ = 0,7%
- пределы регулирования РПН±9х1,78

3. Выбор схемы электрических соединений ПС

Главная схема электрических соединений подстанции — это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

Основные требования к главным схемам электроустановок при выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

1) значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы. Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно различаются по своему назначению. Одни из них, базисные, несут основную нагрузку, другие, пиковые, работают неполные сутки во время максимальных нагрузок. Разное назначение электростанций определяет целесообразность применения разных схем электрических соединений даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же. Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанций определяет ее схему;

2) положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Шины высшего напряжения подстанции могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую - транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности. Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности. Схемы распредустройств 6—10 кВ зависят от схем электроснабжения потребителей: питание по одиночным или параллельным линиям, наличие резервных вводов у потребителей и т.п.;

3) перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети. Схема и компоновка распределительного устройства должны выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы. Поскольку строительство крупных электростанций ведется очередями, то при выборе схемы электроустановки учитывается количество агрегатов и линий вводимых в первую, вторую, третью очереди и при окончательном развитии ее. Поэтапное развитие схемы распределительного устройства подстанции не должно сопровождаться коренными переделками.

Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам:

1) надежность электроснабжения потребителей, т.е. обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергией нормированного качества;

2) приспособленность к проведению ремонтных работ - определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей;

3) оперативная гибкость электрической схемы, определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений;

4) экономическая целесообразность.

В задании дипломного проекта принято, что питание осуществляется от крупной энергетической системы, мощность которой достаточна для покрытия потребностей проектируемого района в активной мощности. Т.к. в Т.З. заданы потребители 1 и 2 категории, то для более надежной схемы подстанции на нее должно приходить питание с двух питающих центров.

Питающими центрами, проектируемой подстанции, являются ТЭЦ-2 220/110/10 кВ, состоящие на балансе АО «АлЭС» , и ПС 220/110/10 «Таугуль» состоящие на балансе АО «АЖК». Выбор этих подстанций обусловлен их географическим расположением, а так же повышением надежности ПС, прохождением через нее транзита мощности 110 кВ через проектируемому подстанцию. Предполагаем, что проектируемая ПС будет иметь напряжение 110/10 кВ. т.к. через шины высокого напряжения будет происходить переток мощности из одной части энергосистемы в другую.

Учитывая необходимость изменения транзита мощности, и в перспективе постройки новых питающих или отходящих воздушных линий, на ПС будут установлены две секции открытого исполнения 110 кВ с секционным выключателем между ними. Проектируемая подстанция предназначаться для питания крупного района, с потребителями 1-ой и 2-ой категории надежности электроснабжения, значит, на подстанции должно быть установлено два силовых трансформатора с регулировкой напряжения под нагрузкой и две секции 10 кВ с секционным выключателем между ними (КРУН с вакуумными выключателями). Для удобства оперативных переключений, вывода в ремонт и надежности оборудования подстанции, будут установлены элегазовые выключатели 110 кВ силовых трансформаторов и воздушных линий. Так же для удобного вывода в ремонт оборудования ставятся шинные разъединители с заземляющими ножами в обе стороны каждого присоединения.

Исходя из данных требований для подобного типа ПС 35–750 кВ, с двумя питающими линиями СТО 56947007-29.240.30.010-2008 рекомендует

применять схему «110–9» (Одна рабочая секционированная выключателем система шин). Схема приведена на рисунке 3.1.

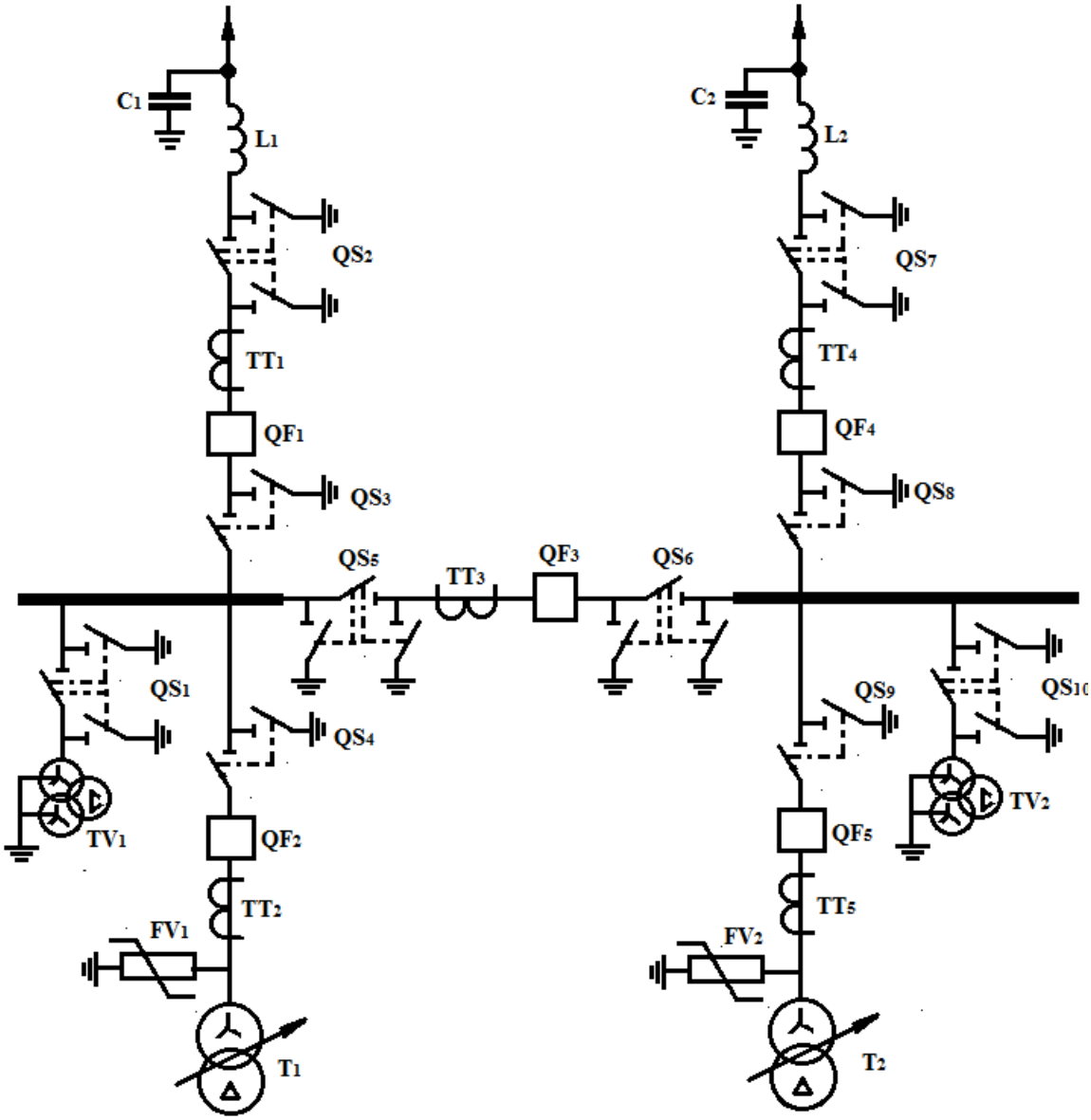


Рисунок 3.1 – Схема ОРУ 110 кВ

4. Расчет токов короткого замыкания

4.1 Теоретические сведения

Причинами КЗ обычно являются нарушения изоляции, вызванные ее механическими повреждениями, старением, набросами посторонних предметов на провода линий электропередачи, проездом под линиями негабаритных механизмов (кранов с поднятой стрелой и т.п.), прямыми ударами молнии, перенапряжениями, неудовлетворительным уходом за оборудованием.

При КЗ токи в поврежденных фазах увеличиваются в несколько раз по сравнению с их нормальным значением, а напряжения снижаются, особенно вблизи места повреждения.

Протекание больших токов КЗ вызывает повышенный нагрев проводников, а это ведет к увеличению потерь электроэнергии, ускоряет старение и разрушение изоляции, может привести к потере механической прочности токоведущих частей и электрических аппаратов.

К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относятся: выбор рациональной схемы сети, правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств и т.п.

Для осуществления указанных мероприятий необходимо определить токи КЗ и учитывать характер их изменения во времени.

При расчете токов КЗ принимаю допущения:

– Расчётное напряжение каждой ступени схемы электроснабжения принимается на 5% выше номинального значения.

– КЗ наступает в момент времени, при котором ударный ток КЗ будет иметь наибольшее значение.

– Сопротивление места КЗ считается равным нулю (металлическое КЗ).

– Не учитываю сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчётную схему. Источник питания принимают единым в качестве системы (ЕЭС) с бесконечно большой полной мощностью $S_{СИС} = \infty$.

– Не учитываю ёмкости, а, следовательно, емкостные токи в воздушных и кабельных сетях.

– Не учитываю токи намагничивания трансформаторов.

– Напряжение системы (ЕЭС) остается неизменным.

– Полная симметрия трехфазной системы.

– Не учитываю увеличение суммарного тока КЗ со стороны электродвигателей более низких уровней напряжения, чем уровень напряжения точки КЗ.

Для расчета токов КЗ необходимо составить схему замещения рассматриваемой сети, то есть расчетную схему, в которой вводятся все элементы сети электроснабжения, и все электрические и магнитные связи представлены сопротивлениями. Генерирующие источники (в данном случае – система) вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные

элементы, по которым проходит ток КЗ, индуктивными и, при необходимости (при большой протяженности ЛЭП), активными сопротивлениями.

4.2 Расчет токов трехфазного КЗ

Для расчетов токов короткого замыкания необходимо знать марку провода.

Провода буду применять сталеалюминевые марки АС в соответствии с [2]. При проектировании ВЛ до 500 кВ выбор сечения проводов проводиться по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности $j_{эк}$.

Для нахождения табличного значения из [7] для неизолированных алюминиевых проводов, воспользуемся временем использования максимума нагрузки T_{max}. Значение $T_{max}>5000$, поэтому $j_{эк}=1$ А⁄мм^2. Тогда сечение проводов марки АС рассчитывается согласно формуле:

$$F_{сеч} = \frac{I_{раб}}{j_{эк}} = \frac{178}{1} = 170{,}1 \text{ мм}^2, \quad (4.1)$$

где, $I_{раб}$ – рабочий ток в максимальном режиме эксплуатации при S_{max}=33,86 МВт.

Таким образом, беру ближайшее стандартное сечение провода, АС-185 с $I_{доп}$=540А.

Проверим данный провод по допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{доп}; \quad I_{max}=178 \text{ А};$$
$$I_{доп}=610 \text{ А}.$$
$$178 \text{ А} < 540\text{А}.$$

Выбранный провод удовлетворяет условию проверки на нагрев.

Схема замещения подстанции

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения. Схема замещения для расчета токов КЗ составляется по расчетной схеме сети. Для этого все без исключения элементы схемы заменяются соответствующими электрическими сопротивлениями. В расчет принимаем одну питающую ВЛ длиной ℓ=85 км.

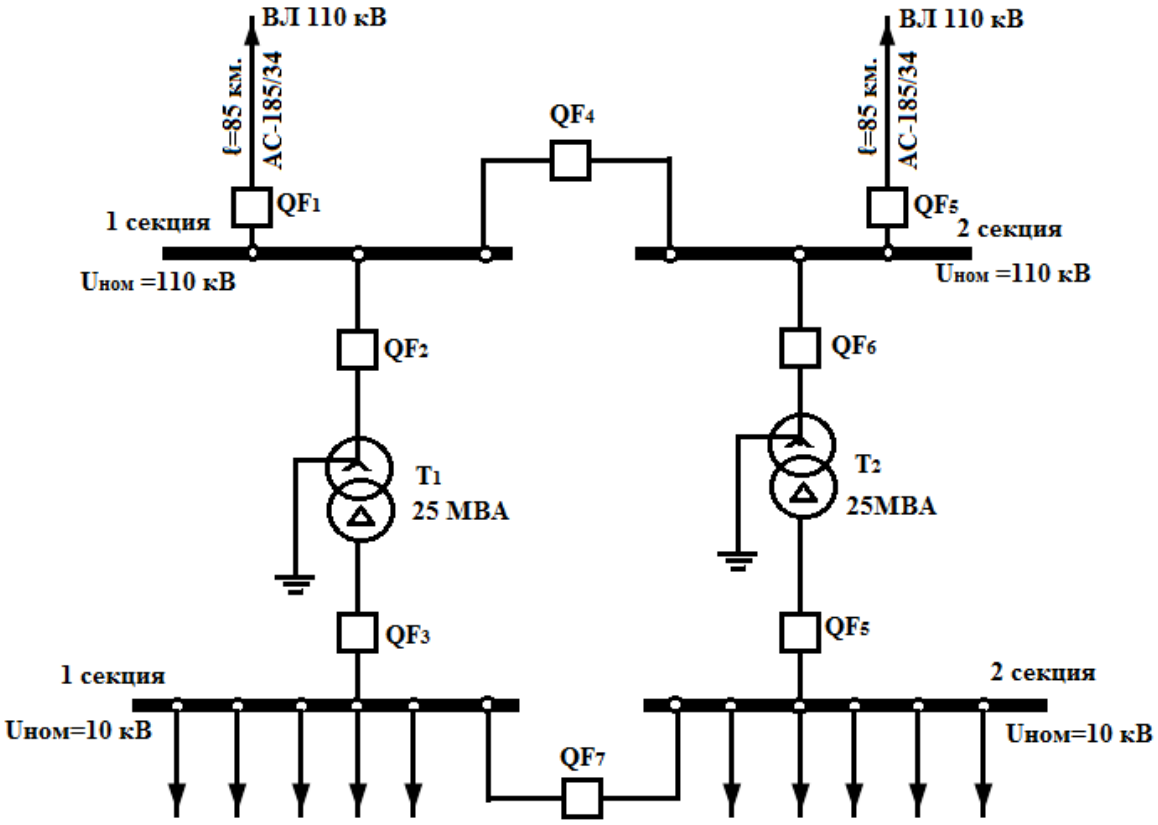


Рисунок 4.1 - Расчетная схема подстанции

Исходные данные для расчета:

- Т1 и Т2 трансформаторы ТДН- 25000/110/10:
- $S_{ном}$ = 25 МВА,
- $U_{кз\ вн}$= 10,5 %.

По справочным данным определяем параметры выбранного провода ВЛ 110 кВ АС-185/34:

- удельное активное сопротивление r_0=0,162 $Ом/км$,

- удельное реактивное сопротивление x_0=0,413 $Ом/км$,

- длина воздушной линии L=85 км.

Схема замещения распределительной сети для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.2.

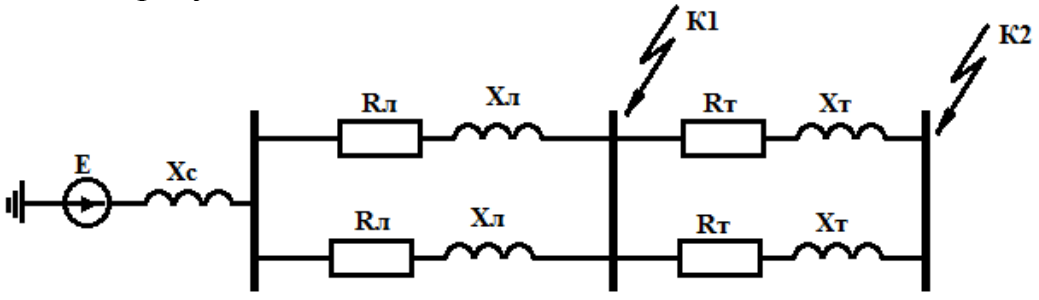


Рисунок 4.2 - Расчетная схема замещения для расчетов токов КЗ

Задаемся базисной мощностью $S_б$=1000 МВА. Мощность системы приравняем к бесконечности $S_с$=∞. Приведенное к базисной мощности сопротивление определим по формуле:

$$x_{с*}=\frac{S_б}{S_с}. \quad (4.2)$$

Сопротивление воздушных линий:

$$R_л=r_0\cdot L=0{,}162\cdot 85=13{,}77 \text{ Ом};$$

$$X_л= x_0\cdot L=0{,}413\cdot 85=35{,}1 \text{ Ом}.$$

Приводим к базисной мощности активное и реактивное сопротивление линий:

$$r_{л*}=r_л\cdot\frac{S_б}{U^2_{ном}}; \quad (4.3)$$

$$x_{л*}=x_л\cdot\frac{S_б}{U^2_{ном}}, \quad (4.4)$$

где $r_{л*}$, $x_{л*}$ – сопротивление трансформатора, приведенное к базисным условиям;

$S_б$ – базисная мощность, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$r_{л*}=13{,}77\cdot\frac{1000}{115^2}=1{,}04 \text{ о.е};$$

$$x_{л*}=35{,}1\cdot\frac{1000}{115^2}=2{,}65 \text{ о.е.}$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$R_{тр}=\frac{\Delta P_к\cdot U^2_{в.ном}}{s^2_{ном}}; \quad (4.5)$$

$$X_{тр}=\frac{U_к\cdot U^2_{в.ном}}{100\cdot S_{ном}}, \quad (4.6)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора МВА;

$\Delta P_к$ – потери трансформатора при коротком замыкании, кВт;

$U_к$ – напряжение короткого замыкания, в % от номинального %;

$U_{в\ ном}$ – номинальное напряжение питающей линии, кВ ($U_{в\ ном}$=115

кВ);

n – количество параллельных проводов, шт.

$$R_{тр}=\frac{120\cdot(115)^2}{25000\cdot25}=2{,}5 \text{ Ом};$$

$$X_{тр}=\frac{10{,}5\cdot(115)^2}{100\cdot25}=55{,}55 \text{ Ом}.$$

Приведём полученные сопротивления к базисным условиям:

$$r_{тр*}=R_{тр}\cdot\frac{S_б}{U_{ном}\cdot n}; \quad (4.7)$$

$$x_{тр*}=X_{тр}\cdot\frac{S_б}{U_{ном}\cdot n}, \quad (4.8)$$

где $r_{тр*}$, $x_{тр*}$– сопротивление трансформатора, приведенное к базисным условиям;

$S_б$ – базисная мощность, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

n – количество

$$r_{тр*}=2{,}5\cdot\frac{1000}{115^2}=0{,}19 \text{ о.е.},$$

$$x_{тр*}=55{,}55\cdot\frac{1000}{115^2}=4{,}2 \text{ о.е.}$$

Для определения токов КЗ в точке К1 составим схему замещения (рис. 4.3) с указанием расчетных параметров (в относительно базисных единицах) до точки КЗ:

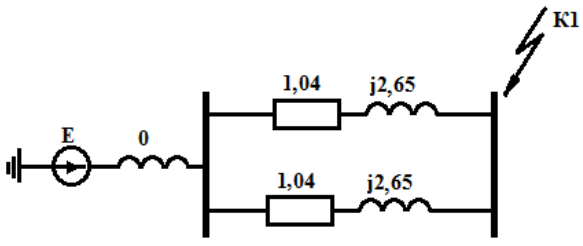


Рисунок 4.3 – Расчетная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1

Рассчитаем полное эквивалентное сопротивление схемы для

определения токов КЗ в точке К1:

$$Z_{экв.*}=\sqrt{r_{экв.*}{}^2+x_{экв.*}{}^2}, \quad (4.9)$$

где $r_{экв*}$ – активное эквивалентное сопротивление;

$$r_{экв.1*}=\frac{r_{л*}}{n}=\frac{1,04}{2}=0,52$$

n- количество линий, шт;

$x_{экв*}$ – реактивное эквивалентное сопротивление.

$$x_{экв.1*}=x_c+\frac{x_{л*}}{n}=0+\frac{2,65}{2}=1,325 \text{ о.е.}$$

Тогда полное эквивалентное сопротивление равно:

$$Z_{экв.1.*}=\sqrt{0,52^2+1,325^2}=1,42 \text{ о.е.}$$

Определим ток трехфазного КЗ в точке К1 (шины 110 кВ):

$$I_{К1}^{(3)}=\frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{экв*}\cdot U_{в.ном}}, \quad (4.10)$$

где $S_б$ – заданная базисная мощность, кВА;

$Z_{экв*}$– полное эквивалентное сопротивление;

$U_{в.ном}$ – номинальное напряжение для точки К1, кВ.

$$I_{К1}^{(3)}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 1,42\cdot 115}=3,54 \text{ кА.}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К1

$$I_{К1}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I_{К1}^{(3)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot 3,54=3,08 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$i_{уд}^{(3)}=\sqrt{2}\cdot k_у\cdot I_к, \quad (4.11)$$

где, $k_у$ - ударный коэффициент для времени t=0.01 с, зависит от соотношения результирующих активного и индуктивного сопротивлений, рекомендуется принимать $k_у$=1,75 для 110 и 220 кВ и $k_у$=1,67 для 10 кВ.

$$i_{уд1}=\sqrt{2}\cdot k_{у110}\cdot I_{к1}=\sqrt{2}\cdot 1,75\cdot 3,54=8,73 \text{ кА}.$$

Для расчета токов КЗ в точке К2 составим эквивалентную схему замещения (рисунок 4.4) с указанием расчетных параметров схемы (в относительно базисных единицах) до точки КЗ.

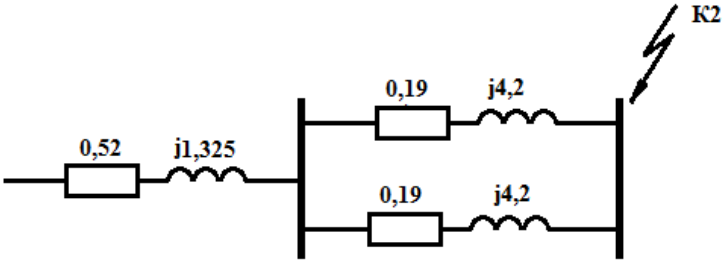


Рисунок 4.4 – Расчетная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2

Определяем активное эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

$$r_{экв*}=r_{экв.1*}+\frac{r_{т*}}{n}=0,52+\frac{0,19}{2}=0,615 \text{ о.е.}$$

Определяем реактивное эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

$$x_{экв*}=x_{экв.1*}+\frac{x_{т*}}{n}=1,325+\frac{4,2}{2}=3,425 \text{ о.е}$$

Рассчитаем полное эквивалентное сопротивление схемы (рисунок 4.4) для определения токов КЗ в точке К2:

$$Z_{экв*}=\sqrt{0,615^2+3,425^2}=3,48 \text{ о.е.}$$

Определим ток трехфазного КЗ в точке К2 (шины 10 кВ):

$$I_{К2}^{(3)}=\frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot Z_{экв*}\cdot U_{н.ном}}=\frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 3,48\cdot 10,5}=15,82 \text{ кА}.$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К1

$$I_{К2}^{(2)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I_{К2}^{(3)}=\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot 15,82=13,76 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток трехфазного КЗ в точке К2:

$$i_{уд2}=\sqrt{2}\cdot k_{у10}\cdot I_{к2}=\sqrt{2}\cdot 1,67\cdot 15,82=37,25 \text{ кА}.$$

Таблица 4.1 - Сводная таблица токов короткого замыкания

Точки КЗ	Номинальное напряжение, U, кВ	Вид короткого замыкания		
		$I_К^{(3)}$, кА	$I_К^{(2)}$, кА	$i_{уд}^{(3)}$, кА
К1	115	3,54	3,08	8,73
К2	10,5	15,82	13,76	37,25

Расчетные токи короткого замыкания на шинах ВН и НН подстанции получились небольшие, следовательно, дополнительных устройств для снижения этих токов не требуется. Выпускаемые в настоящее время выключатели способны отключить такой ток без дополнительных мер по снижению токов К.З.

5. Выбор высоковольтного оборудования

5.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ;
- удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;
- взрыво и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и обслуживания.

Выбор выключателей производится:

1) по напряжению:

$$U_{ном.уст} \leq U_{ном.выкл}. \quad (5.1)$$

2) по длительному току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном.выкл}. \quad (5.2)$$

По отключающей способности:

3) в первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения:

$$I_к \leq I_{но}, \quad (5.3)$$

где $I_к$ - ток КЗ;

$I_{но}$ – номинальный ток отключения, кА.

4) на электродинамическую устойчивость выключатель проверяется по ударному току короткого замыкания:

$$i_{уд} \leq i_{нс}, \quad (5.4)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{нс}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику).

5) на термическую устойчивость выключатель проверяется по тепловому импульсу:

6)

$$B_к \leq I_{тс}^2 t_{тс},$$

где $B_к$ – тепловой импульс по расчёту., $кА^2с$;

$I_{тс}$ – предельный ток термической устойчивости по каталогу, кА;

$t_{тс}$ – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

$$B_к = I_к^2 \ (t_{отк}+T_a). \qquad (5.5)$$

где $t_{отк}$ – время отключения выключателя, с.

К установке в цепях присоединениях ОРУ-110 кВ принимаем элегазовые выключатели типа ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 с керамической изоляцией вводов.

Выполняем проверку выключателя.

1) По напряжению:

$$U_{ном.уст}=110 \text{ кВ}=U_{ном.выкл}=110 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{раб.макс}=\frac{S_{рас}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{33860}{\sqrt{3}\cdot 110}=178 \text{ А}.$$

$$I_{раб.макс}=178 \text{ А} \leq I_{ном.выкл}=2500 \text{ А}$$

3) По току отключения:

$$I_к^{(3)}=3{,}54 \text{ кА} \leq I_{но}=40 \text{ кА}.$$

4) По величине ударного тока к.з. в сети:

$$i_{уд}^{(3)}=8{,}73 \text{ кА} \leq i_{нс}=102 \text{ кА}.$$

5) На термическую стойкость:

$$B_к \leq I_{тс}^2 t_{тс}; \qquad (5.6)$$

$$I_{тс}^2 t_{тс}=50^2 \cdot 3=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_к= I_к^{(3)2} (t_{отк}+T_а); \quad (5.7)$$

где $t_{отк}$ – время срабатывания выключателя, с.

Время срабатывания выключателя определяется сложением времени срабатывания релейной защиты ($t_{рз.макс}$) и постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ ($T_а$)

$$t_{отк}=t_{рз.макс}+t_{во}=2,5+0,55=3,05 \text{ с};$$

апериодической составляющей тока КЗ принимаем равным $T_а$=0,02с

$$B_к=3,54^2 (3,05+0,02)=19,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$38,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, все условия проверки выполнены.

Параметры выключателя и соответствующие расчетные величины сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры выключателя и расчётные величины

Параметры выключателя	Условия выбора	Расчётные величины
$U_{ном.выкл}$=110 кВ	$U_{ном.выкл}=U_{ном.уст}$	$U_{ном.уст}$=110 кВ
$I_{ном.выкл}$=2500 А	$I_{ном.выкл}>I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс}$=178 А
$I_{но}$=40 кА	$I_{но}>I_к^{(3)}$	$I_к^{(3)}$=3,54 кА
$i_{нс}$=102 кА	$i_{нс}>i_{уд}^{(3)}$	$i_{уд}^{(3)}$=8,73 кА
$I_{тс}^2 t_{тс}$=7500 кА^2·с	$I_{тс}^2 t_{тс} > B_к$	$B_к$= 38,47 кА^2·с

5.2 Выбор разъединителей 110кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, используемый для включения и отключения электрических цепей в таких условиях, при которых на его контактах не возникает длинной открытой электрической дуги. В отключенном положении разъединителя на его контактах создается *видимый разрыв*. Кроме того, разъединители наружной установки рассчитываются на возможность разрыва посредством их ножей зарядных токов воздушных и кабельных линий, а также токов холостого хода силовых трансформаторов и токов небольших нагрузок. Поэтому их контакты часто снабжаются дугогасительными рогами.

Так как разъединитель стоит в одной цепи с выключателем, то расчётные величины для него те же, что и для выключателя.

К установке принимается разъединитель наружной установки типа РГП-

110/2000 УХЛ1 с двигательным приводом для главных ножей ПДС и ручным приводом для заземляющих ножей ПР-П. Его номинальные параметры, расчётные величины в его цепи и соотношения между ними приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.2 - Параметры разъединителя и расчётные величины

Параметры разъединителя	Условия выбора	Расчётные величины
$U_{ном}$=110 кВ	$U_{ном}=U_{ном.уст}$	$U_{ном.уст}$=110 кВ
$I_{ном}$ =2000 А	$I_{ном} > I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс} = 178$ А
$I_{тс}^2 t_{тс}$=7500 кА$^2 \cdot$ с	$I_{тс}^2 t_{тс} > B_к$	$B_к = 38{,}47$ кА$^2 \cdot$ с
$i_{нс} = 100$ кА	$i_{нс} > i_{уд}^{(3)}$	$i_{уд}^{(3)} = 8{,}73$ кА

Соотношения табличных и расчётных параметров показывают, что выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

5.3 Выбор ячеек и выключателей РУ-10 кВ

При напряжении 10 кВ в настоящее время наибольшее распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) с вакуумными выключателями, благодаря своим достоинствам:

- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения;
- резкое снижение эксплуатационных затрат;
- полная взрыво- и пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах;
- широкий диапазон температур, в котором возможна работа вакуумной дугогасительной камеры;
- повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам вследствие малой массы и компактной конструкции аппарата;
- произвольное рабочее положение и малые габариты, что позволяет создавать различные компоновки распределительных устройств (РУ);
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малыми выделениями энергии в дуге и отсутствие выброса масла, газов при отключении КЗ;
- отсутствие загрязнений окружающей среды;
- высокая надёжность и безопасность эксплуатации, сокращение времени на монтаж.

В качестве распределительного устройства 10 кВ целесообразно применить закрытое КРУ заводского изготовления, состоящего из отдельных ячеек различного назначения.

Для комплектования КРУН-10 кВ выберем малогабаритные ячейки К-59, изготовляемые самарским заводом «Электрощит». Данные ячейки отвечают современным требованиям эксплуатации, имеют выкатные тележки с вакуумными выключателями, безопасный доступ к любому элементу КРУ-

10.

В составе КРУ сери К-59 входят вакуумные выключатели типа ВБЭ–10 с электромагнитным приводом, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разрядники, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и переходные изоляторы.

Для установки вводных выключателей 10 кВ выбираем выключатели серии ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ2, ориентируясь на установку на стороне 10 кВ комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) серии К – 59.

Секционные выключатели принимаем такими же, как и вводные на соответствующем напряжении.

Произведем выбор и проверку для вводных выключателей на стороне 10 кВ. Считаем, что один трансформатор выведен в ремонт и вся нагрузка подключена ко второму.

Наибольший рабочий ток:

$$I_{раб.макс}=\frac{S_{рас}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}=\frac{33860}{\sqrt{3}\cdot 10}=1957\ А.$$

1) По напряжению:

$$U_{ном.уст}=10\ кВ=U_{ном.выкл}=10\ кВ.$$

2) По номинальному току:

$$I_{раб.макс}=1957\ А \le I_{ном.выкл}=2500\ А.$$

3) По току отключения:

$$I_{к}^{(3)}=15{,}82\ кА \le I_{но}=31{,}5\ кА.$$

4) По величине ударного тока к.з. в сети:

$$i_{уд}^{(3)}=37{,}25\ кА \le i_{нс}=52\ кА.$$

5) На термическую стойкость:

$$B_к \le I_{тс}^2 t_{тс}; \qquad (5.8)$$

$$I_{тс}^2 t_{тс}=31{,}5^2\cdot 3=2976\ кА^2\cdot с;$$

$$B_к = I_к^{(3)2} (t_{отк} + T_а); \quad (5.9)$$

$$t_{отк} = t_{рз.макс} + t_{во} = 1 + 0,45 = 1,45;$$

$$T_а = 0,045;$$

$$B_к = 15,82^2 (1,45 + 0,02) = 367,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$367,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Параметры выключателя и соответствующие расчетные величины сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.3 - Параметры выключателя и расчётные величины

Параметры выключателя	Условия выбора	Расчётные параметры
$U_{ном.выкл}$=10 кВ	$U_{ном.выкл} = U_{ном.уст}$	$U_{ном.уст}$=10 кВ
$I_{ном.выкл}$=2500 А	$I_{ном.выкл} > I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс}$=1957 А
$I_{но}$=20 кА	$i_{нс} > I_к^{(3)}$	$I_к^{(3)}$=15,82 кА
$i_{нс}$=52 кА	$i_{нс} > i_{уд}^{(3)}$	$i_{уд}^{(3)}$=37,25 кА
$I_{тс}^2 t_{тс}$=2976 кА^2·с	$I_{тс}^2 t_{тс} > B_к$	$B_к$= 367,9 кА^2·с

Все условия проверки выполняются, поэтому выбранные выключатели могут быть установлены в КРУН – 10 кВ проектируемой подстанции.

Выключатели для отходящих линий 10 кВ выбираем ВБЭ-10-20/1000 УХЛ2.

5.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Приемниками электроэнергии собственных нужд (СН) подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений и освещение территории подстанций. Наиболее ответственными приемниками СН являются устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От этих приемников СН зависит работа основного оборудования подстанций, прекращение их питания даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к неответственным.

В таблице 5.6 отображены потребители собственных нужд (СН) ПС и их суммарная нагрузка с учетом коэффициента спроса. Расшифровка обозначений таблицы:

- P – номинальная активная мощность единичного потребителя СН (кВт).

- N – количество единичных потребителей СН (шт.);

- $P_п$ - суммарная активная мощность потребителя СН (кВт);

- $k_{спр}$ – коэффициент спроса на потребителя СН (о.е);

- cosφ – коэффициент мощности потребителя СН (о.е);

- $S_{рас}$ – расчетная нагрузка потребителя СН (кВА);

- $S_{рас.Σ}$ – суммарная расчетная нагрузка всех потребителей СН (кВА).

Таблица 5.4 - Характеристика потребителей собственных нужд

Потребители собственных нужд	P, кВт	N, шт.	P_N, кВт	$k_{СПР}$	cosφ	$S_{РАСЧ}$, кВа
Освещение ОРУ-0кВ	5	-	5	0,5	1	2,5
Отопление, освещение, вентиляция КРУН-10 кВ	7	-	7	0,7	1	4,9
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	100	-	100	0.7	1	70
Отопление и освещение склада	5,5	-	5,5	0,2	1	1,1
Двигатели системы охлаждения силового трансформатора и РПН	5	2	10	0,85	0,85	8,5
Отопление шкафов КРУ	1	39	39	1	1	39
Электроподогрев элегазовых выключателей и его приводов	5	3	15	1	1	15
Электроподогрев привода разъединителя 110 кВ	0,6	8	4,8	1	1	4,8
Электропитание телемеханики и аппаратуры связи	2	-	2	1	1	2
Электроподогрев шкафа РЗ	1	12	12	1	1	12
Электропитание системы пожаротушения	15	-	15	1	1	15
Зарядно-подзорядное устройство	35	2	70	0,12	11	8,4

Итого:$S_{расч.У}$=183,2 кВА

В соответствии с [1], очевидно, что на ПС будет достаточна установка двух ТСН. Их эксплуатацию можно осуществить следующими способами:

1. Один из двух ТСН питает всю нагрузку СН, а второй находится в автоматическом резерве.

2. Два ТСН работают совместно с загрузкой 50–70% от номинальной мощности ТСН. При этом секции шин 0,4 кВ питают нагрузку раздельно.

К установке принимаю второй вариант эксплуатации ТСН.

На проектируемой ПС будет отсутствовать постоянный оперативный персонал, поэтому формула для выбора номинальной мощности ТСН такова:

$$S_{ном.тсн} \geq S_{расч.}; \quad (5.10)$$

$$S_{ном.тсн} \geq 183,2 \text{ кВА},$$

где $S_{ном.тсн}$ – номинальная мощность ТСН, кВА.

$S_{расч.}$ – суммарная расчетная нагрузка всех потребителей СН, кВА.

Таким образом, ближайшая стандартная мощность трансформатора равна 250 кВА. Выбираем ТСН типа ТМ 250 10/0,4.

Таблица 5.5 - Паспортные данные трансформатора ТМ 250 10/0,4

Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВА	$ДР_{хх}$, кВт	$ДР_{кз}$, кВт	$U_{кз}$, %	Масса, кг
ТМ 250 10/0,4	250	0,85	2,9	4	1150

5.5 Выбор ограничителей перенапряжения

До 70-х годов традиционным аппаратом для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжения является вентильный разрядник, который содержал нелинейный элемент с симметричной вольт-амперной характеристикой на основе карбида кремния и последовательно включенные с ним искровые промежутки. Из-за относительно слабой нелинейности не линейного элемента он не мог подключаться к сети непосредственно, так как при рабочем напряжении через него протекал бы значительный ток.

В 70-х годах появились нелинейные элементы на основе окиси цинка, имеющие вольт-амперные характеристики с гораздо большей нелинейностью, что позволяло подключать их к сети непосредственно, без последовательных искровых промежутков. В нашей стране защитные аппараты с оксидно-цинковыми элементами получили название ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). За тенге ежом подобные аппараты называются безыскровыми разрядниками. Отсутствие последовательных искровых промежутков позволяет значительно улучшить защитные характеристики аппарата и уменьшить его массогабаритные показатели. К началу 70-х годов безыскровые защитные аппараты получили преимущественное распространение.

ОПН представляет собой аппарат опорного типа и содержит высоконелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов производства лучших затенгеежных фирм, помещенных в изоляционную оболочку. Ограничители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

Принцип работы ОПН заключается в следующем: в нормальном режиме через аппарат протекает незначительный ток (порядка долей мА) при появлении всплесков перенапряжений любой физической природы из-за резкой нелинейной вольт-амперные характеристики ограничителя ток через него возрастает до значений от ампер до десятков кило ампер, снижая уровень перенапряжения до заданных значений.

Выбираем ограничители перенапряжения.

Для напряжения 10 кВ выбираем ОПН-10/11-10(I)УХЛ1.

Для напряжения 110 кВ выбираем ОПН-110/73-10(I)УХЛ1.

5.6 Выбор заземлителей нейтралей силовых трансформаторов

В установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается заземлитель нейтрали ЗОН, который выбирается по тем же показателям, что и разъединитель.

К установке принимается ЗОН-110М-1-У1-1, тип привода ПРН-11У1.

Кроме заземлителя нейтрали ЗОН-110 в нейтрали трансформатора устанавливается ограничитель перенапряжения, предназначенный для защиты нейтрали от коммутационных и атмосферных перенапряжений. Ограничители перенапряжения должны быть выбраны на то напряжение, на которое выполнена изоляция нейтрали трансформатора.

К установке принимается: ОПН-110/73-10(I)УХЛ1.

5.7 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 – применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 – для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 – для релейной защиты.

Контроль за режимом работы подстанции осуществляем с помощью контрольно-измерительных приборов: вольтметра, ваттметра, варметра, счётчиков активной и реактивной энергии. Выбор и сравнение трансформаторов тока приведён в таблицу.

Выбор измерительных трансформаторов тока.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока выбираются по максимальному рабочему току нагрузки:

$$I_{раб.макс} \leq I_{1н}, \qquad (5.11)$$

где $I_{1н}$ - номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А.

Номинальное напряжение трансформатора тока должно соответствовать номинальному напряжению сети.

Трансформаторы тока 10 кВ.

Выберем трансформаторы тока для установки в цепи секционного, и вводных выключателей трансформатора на стороне 10 кВ. Для них $I_{раб.макс}$ = 2107,3 А. Выбираем трансформаторы тока ТОЛ – 10 – 2500/5 У3 у которых $I_{1н}$ = 2500 А. Соответствующие расчётные величины для трансформаторов тока

такие же, как и для выключателей.

Номинальные параметры трансформаторов тока, расчётные величины в его цепи и соотношения между ними приведены в таблице 5.9.

Таблица 5.6 - Параметры трансформаторов тока и расчетные величины

Параметры ТТ	Условия выбора	Расчетные параметры ТТ
$U_{ном}$=10 кВ	$U_{ном} = U_{ном\ РУ}$	$U_{ном\ РУ}$=10 кВ
$I_{ном}$=2500 А	$I_{ном} > I_{раб}$	$I_{раб}$=1957 А
$B_{к\ доп}=I_{тс}^2 \cdot t_{тс}$=3675 кА^2·с	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} > B_{к\ расч}$	$B_{к\ расч}$=367,9 кА^2·с
$i_{нс}$=66 кА	$i_{нс} > i_{уд}^{(3)}$	$i_{уд}^{(3)}$=37,25 кА

Из сравнения видно, что условие проверки выполняются.

Трансформаторы тока 110 кВ.

Т.к. элегазовые выключатели ВЭБ-110 имеют встроенные трансформаторы тока типа ТВГ-110-5Р-600/5 и ТВГ-110-0,2-600/5, с классами точности 5Р и 0,2S. Соответствующие расчётные величины для них такие же, как и для выключателей.

Номинальные параметры трансформаторов тока, расчётные величины в его цепи и соотношения между ними приведены в таблице.

Соответствующие расчётные величины для них такие же, как и для выключателей.

Номинальные параметры трансформаторов тока, расчётные величины в его цепи и соотношения между ними приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.7 - Параметры трансформаторов тока и расчетные величины

Параметры ТТ	Соотношение	Расчетные параметры ТТ
$U_{ном}$=110 кВ	$U_{ном} = U_{ном\ РУ}$	$U_{ном\ РУ}$=110 кВ
$I_{ном}$=600 А	$I_{ном} > I_{раб}$	$I_{раб}$=178 А
$I_{тс}^2 \cdot t_{тс}$=4800 кА^2·с	$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} > B_{к\ расч}$	$B_{к\ расч}$=38,47 кА^2·с
$i_{нс}$=102 кА	$i_{нс} > i_{уд}^{(3)}$	$i_{уд}^{(3)}$=8,73 кА
$Z_{2н}$=1,2 Ом	$Z_{2н} > Z_{2расч}$	$Z_{2расч}$=1,105 Ом

Таким образом, выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Рассмотрим подробнее выбор трансформатора тока по классу точности для наиболее загруженного трансформатора тока: $Z_{2расч} \leq Z_{2ном}$. Выполнение этого условия сводится к выбору сечения контрольного кабеля, соединяющего трансформатор тока с подключенными к нему приборами.

Допустимое сечение кабеля определим по формуле:

$$F_{к\ доп} \geq \rho \frac{l_{расч}}{Z_{2н}-r_{пр}-r_к}, \qquad (5.12)$$

где $Z_{2н}$ – номинальная вторичная нагрузка (1,2 Ом);

$r_{пр}=\frac{S_{пр}}{I_{2н}^2}$ - сопротивление приборов, подключенных к трансформатору;

$S_{пр}$ – мощность всех приборов в наиболее нагруженной фазе;

$r_к$ – сопротивление контактных соединений (при числе приборов более трех $r_к$ = 0,1 Ом);

$l_{расч}$ – расчетная длина контрольного кабеля, зависящая не только от реальной его длины, но и от схемы соединения трансформаторов;

ρ – удельное сопротивление жил контрольного кабеля (для меди ρ=0,0175 Ом·мм^2/м).

Для определения мощности, потребляемой приборами в цепи трансформаторов тока, необходимо определить потребляемую каждым прибором мощность. Перечень и параметры приборов в цепи трансформаторов тока типа ТТ-ТВГ-110-0,2-600/5 приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.8 - Перечень и параметры приборов в цепи ТТ

№ п.п	Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы		
			A	B	C
1	Амперметр, ВА	ЩП120	-	3,0	-
2	Ваттметр, ВА	ЦП8506-120	5,0	-	5,0
3	Варметр, ВА	ЦП8506-120	5,0	-	5,0
4	Счетчик активно/реактивной энергии, ВА	Меркурий 233 ART	2,0	2,0	2,0
	Sпр, ВА		12,0	5,0	12,0

На основе таблицы определим:

- сопротивление приборов:

$$r_{пр}=\frac{12}{5^2}=0{,}48 \text{ Ом};$$

- допустимое сечение кабеля:

$$F_{к\ доп} \geq \frac{0{,}0175\cdot 120}{1{,}2\text{-}0{,}48\text{-}0{,}1}=3{,}4 \text{ мм}^2.$$

Примем к установке кабель КВВГ с медными жилами сечением $F_{ст}$= 4 мм^2. Определим сопротивление выбранного кабеля:

$$r_{каб}=\frac{\rho\cdot l_{расч}}{F_{ст}}=\frac{0{,}0175\cdot 120}{4}=0{,}525 \text{ Ом}.$$

Определим вторичное расчетное сопротивление:

$$Z_{2расч}=0,525+0,48+0,1=1,105 \text{ Ом}.$$

Из сравнения видно, что условие проверки по классу точности выполняется.

5.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты – 0,5, 1,0 и 3,0.

Трансформаторы напряжения 10 кВ.

Номинальное напряжение трансформаторов напряжения должно соответствовать напряжению сборных шин, на которых они будут установлены. Класс точности трансформаторов напряжения для подключения КИП – 0,5.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения каждой секции сборных шин представлена в таблице 5.12.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения: $S_{2у}$=53,2 ВА.

Так как на стороне 10 кВ будет установлено КРУН. То выбираем трансформаторы напряжения 3НОЛ.09 – 10 У2, для которого $U_{ном}$=10 кВ, $S_{2н}$=75 ВА в классе точности 0,5. Три трансформатора напряжения, соединенные в звезду, имеют мощность $S_{2н}=3\cdot75=225$ ВА, что больше чем $S_{2у}$=53,2 ВА, таким образом, выбранные трансформаторы напряжения будут работать в требуемом классе точности 0,5.

Таблица 5.9 - Вторичная нагрузка ТН 10 кВ

Прибор	Тип	$S_{потр}$, ВА	cosφ	sinφ	n, шт	$\Sigma S_{потр}$, ВА
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	2	0,2
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик активной энергии	СА3-И680	2	0,38	0,925	10	20
Счётчик реактивной энергии	СР4И-673	2	0,38	0,925	1	20
РЗиА		5	1	0	0	5

Трансформаторы напряжения 110 кВ.

Проверку работы ТН в классе точности производят по его суммарной нагрузке, которая определяется подключаемыми приборами.

Согласно РД 34.09.101-94 и ПУЭ 7 издание, определяем набор приборов для каждой группы присоединений и составим таблицу 5.13. Подсчёт мощности произведём отдельно по активной и реактивной составляющим.

При этом учтём, что cosφ обмоток приборов, кроме счётчиков, равен единице. У счётчиков активно/реактивной энергии cosφ=0,38, а sinφ=0,925.

Полная суммарная потребляемая мощность:

$$S_{2У}=\sqrt{(0,3\cdot1+3\cdot1+5\cdot0,38+7,5\cdot0,38\cdot2+5\cdot1)^2+(5+7,5+7,5)^2\cdot0,925^2}=25,6ВА$$

Примем к установке три однофазных трехобмоточных трансформатора напряжения типа НКФ - 110 II У1 с номинальной мощностью в классе 0,5 $S_{2н}$ = 200 В·А, соединенные в группу.

$$3\cdot S_{2ном}=600\ ВА>S_{2У}=25,6\ ВА,$$

т.е. условие проверки по классу точности выполняется.

Таблица 5.10 - Вторичная нагрузка ТН 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{потр}$, ВА	cosφ	sinφ	n, шт	$\Sigma S_{потр}$, ВА
1	2	3	4	5	6	7
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик активной энергии	СА4У-И670(3)СР4	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Счётчик реактивной энергии	У-И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РЗиА		5	1	0	1	5

5.9 Выбор оборудования высокочастотной связи

Для обеспечения надежной телефонной связи между отдельными электростанциями и подстанциями энергосистемы, для работы релейной защиты а также для управления работой подстанции на расстоянии применяется высокочастотная радиосвязь, направленная по проводам линий электропередачи 110кВ.

Для этой цели на ОРУ 110кВ устанавливается специальное оборудование, относящееся к высокочастотной связи, защите и телемеханике:

а) высокочастотные резонансные заградители,

б) конденсаторы связи с элементом для отбора силовой мощности

Выбор высокочастотного заградителя.

Заградители предназначены для ограничения зоны распространения токов высокой частоты, то есть для уменьшения утечки токов высокой частоты каналов связи по линии электропередачи в сторону противоположную направлению к корреспонденту. Заградитель представляет собой высокочастотный заградительный фильтр и состоит из силового реактора и элемента настройки. Реактор заградителя рассчитан на длительное

прохождение по нему рабочего тока линии и кратковременное - токов короткого замыкания. Элемент настройки включается параллельно реактору и служит для того, чтобы повысить сопротивление заградителя на определенной частоте или полосе частот. Высокочастотные заградители подвешивают на одноцепных, двухцепных гирляндах на траверсах порталов либо устанавливают на колонке конденсатора связи или шинной опоре.

К установке принимается высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1, данные выбора высокочастотного заградителя и расчетные данные линии сводятся в таблицу.

Таблица 5.11 - Параметры ВЧЗ и расчётные величины

Параметры ВЧЗ	Соотношение	Расчётные величины
$U_{ном.вчз}$=110 кВ	$U_{ном.вчз} = U_{ном.уст}$	$U_{ном.уст}$=110 кВ
$I_{ном.вчз}$= 630 А	$I_{ном.вчз} > I_{раб.макс}$	$I_{раб.макс}$=178 А
$I_{тс}^2 t_{тс}$ = 1681 кА^2·с	$I_{тс}^2 t_{тс} > B_к$	$B_к$= 38,47кА^2·с
$i_{нс}$=16 кА	$i_{нс} > i_{уд}^{(3)}$	$i_{уд}^{(3)}$=8,73 кА

5.10 Выбор токопровода

Выберем токопровод открытого распределительного устройства 110 кВ.

Для начала определяем экономически выгодное сечение токопровода (материал – алюминий):

$$S_{эконом} = \frac{I_{раб}}{i_{эк}}, \quad (5.13)$$

где $i_{эк}$ – экономическая плотность тока (принимаем $i_{эк}$ =1 А/мм^2);

$I_{раб}$ – рабочий ток нормального режима, А.

$$I_{раб}=178 \text{ А};$$

$$S_{эконом} = \frac{178}{1} = 178 \text{ мм}^2.$$

Выберем в качестве проводника провод АС-185.

Условие выбора по продолжительному нагреву: $I_{раб} \le I_{доп}$,

где $I_{раб}$ – максимальный рабочий ток токопровода, А.

$$I_{доп}=540 \text{ А},$$

$$I_{раб}=178 \text{ А} < I_{доп}=540 \text{ А}.$$

Проверка по электродинамической стойкости:

Для обеспечения электродинамической стойкости шинопровода при токах короткого замыкания расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения $\sigma_{доп.}$ $\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.}$

Для алюминия $\sigma_{доп.}$=70 мПа.

$$\sigma_{расч}=\sqrt{3}\frac{l^2}{baw_1}i_{уд}^2\cdot 10^{-7} \quad (5.14)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания на стороне 110 кВ, кА, (принимаем из таблицы 4.1 для точки КЗ К1 равным $i_{уд}$=8,73 кА);

a – расстояние между фазами, м, (принимаем равным a=1,5 м);

ℓ – длина пролета токопровода, м (принимаем равным ℓ=15м);

b – ширина полосы шины, мм, (принимаем равным b= 10 мм);

w – момент сопротивления одной полосы пакета шин, м^3;

$$W_1=2W; \quad (5.15)$$

$$W=\frac{pd^3}{32}, \quad (5.16)$$

где d – диаметр проводника, м;

d=24 мм.

$$\sigma_{расч}=\sqrt{3}\frac{l^2}{eaW_1}i_{уд}^2\cdot 10^{-7}=5{,}2 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч.}=5{,}2 \text{ МПа}<\sigma_{доп.}=70 \text{ МПа}.$$

Таким образом, выбранный токопровод АС-240 допускается для ошиновки ОРУ 110 кВ.

Выберем токопровод, по которому электроэнергия передается от трансформатора 110/10 кВ в КРУН – 10 кВ по такой же методике.

Определим экономически выгодное сечение токопровода (материал – алюминий):

$$S_{эконом}=\frac{I_{раб}}{i_{эк}}; \quad (5.17)$$

$$I_{раб}=1957 \text{ А};$$

$$S_{эконом}=\frac{19573}{1}=1957 \text{ мм}^2.$$

Выбираем токопровод 4АС-500.

Условие выбора по продолжительному нагреву: $I_{раб} \leq I_{доп}$;

Выберем в качестве проводника АС-500. $I_{доп}=4 \cdot 810$ А,

Пусть на каждую фазу токопровода идут 4 линии АС – 500, таким образом, токопровод будет представлять собой линию 4АС-500.

$$I_{раб}=1957 \text{ А} < 4I_{доп}=4 \cdot 810=3240 \text{ А}.$$

Проверка по электродинамической стойкости:

Для обеспечения электродинамической стойкости шинопровода при токах короткого замыкания расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения $\sigma_{доп.}$ $\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.}$

Для алюминия $\sigma_{доп.} = 70$ мПа.

Так как в нашем случае на каждую фазу идет четыре линии, то возникают электродинамические силы двух видов: усилие от взаимодействия токов различных фаз и усилие от взаимодействия токов в проводниках одной фазы:

$$\sigma_{расч.} = \sigma_1 + \sigma_2 , \qquad (5.18)$$

где σ_1 – напряжение на шине в результате взаимодействия токов различных фаз;

σ_2 – напряжение в проводниках одной фазы.

$$\sigma_1 = \sqrt{3}\frac{\ell^2}{baw_1} i_{уд}^2 \cdot 10^{-7},$$

где $i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания на стороне 110 кВ, кА, (принимаем из таблицы 4.1 для точки КЗ К2 равным $i_{уд}$ = 37,25 кА);

a – расстояние между фазами, м, (принимаем равным a=1,5 м);

ℓ - длина пролета токопровода, м (принимаем равным ℓ = 15м);

b – ширина полосы шины, мм, (принимаем равным b= 10 мм);

w – момент сопротивления поперечного сечения, $м^{3;}$

$$w_1=2w; \qquad (5.19)$$

$$w=\frac{pd^3}{32},$$

где d=32,5 мм.

$$y_2=\frac{Fl}{12w}=\frac{ql^2\cdot 8}{pd^3\cdot 3},$$

где f – сила взаимодействия между проводниками одной фазы на 1м длины.

$$F=0{,}82\frac{i_{уд}^2}{l_2}\cdot 10^{-7},$$

где ℓ_2 – расстояние между проводниками одной фазы, м; ℓ_2 = 0,15 м.

$$\sigma_2=2{,}17\frac{l^2}{pd^3\cdot l_2}\cdot i_{уд}\cdot 10^{-7};$$

$$\sigma_{расч.}=\sigma_1+\sigma_2=l^2\cdot i_{уд}^2\cdot 10^{-7}\cdot\left(\frac{\sqrt{3}\cdot 32}{ba2pd^3}+\frac{2{,}17}{pd^3l_2}\right);$$

$$\sigma_{расч.}=\frac{l^2\cdot i_{уд}^2\cdot 10^{-7}}{pd^3}\cdot\left(\frac{\sqrt{3}\cdot 16}{ba}+\frac{2{,}17}{l_2}\right);$$

$$\sigma_{расч.}=\frac{37{,}25\cdot 10^6\cdot 10^{-7}\cdot 0{,}5^2}{3{,}14(0{,}0175)^3}\cdot\left(\frac{\sqrt{3}\cdot 16}{10\cdot 1}+\frac{2{,}17}{0{,}15}\right)=56{,}1\text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч.}=56{,}1\text{ МПа}<\sigma_{доп.}=70\text{ МПа}.$$

Таким образом, выбираем токопровод 4АС-550 для соединения выводов трансформаторов с шинами КРУН-10 кВ.

Выбираем сборные шины в КРУН-10 кВ.

Сечение сборных шин выбирают по:

- допустимому нагреву, исходя из токовой нагрузки в утяжеленном режиме;
- по термической стойкости;
- по электродинамической стойкости.

Расчетный ток на шинах 10 кВ: $I_{раб.}$=1957 А.

Выбираем алюминиевые шины сечение 110х10 мм^2. $I_{доп.}$=2300 А.

Проверка по допустимому нагреву:

$$I_{раб.}<I_{доп.};\qquad (5.20)$$

$$I_{раб.}=1957\text{ А}<I_{доп.}=2300\text{ А}.$$

Минимальное сечение шинопровода по термической стойкости:

$$F_{т.с.}=\frac{\sqrt{I_k^2 \cdot t_n}}{C}, \quad (5.21)$$

где I_k– установившийся ток к.з., А;

t_n – приведенное время к.з., с;

С – коэффициент, для алюминия С=92.

$$t_n=t_{откл.}+T_a. \quad (5.22)$$

t_n=0,05+0,046=0,096 с.

I_k=15.82 кА=15820 А.

$$F_{т.с.}=\frac{\sqrt{15820^2 \cdot 0,096}}{92}=53,3 \text{ мм}^2<110\text{х}10 \text{ мм}^2.$$

По электродинамической стойкости шины выбирают исходя из условия:

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.}; \quad (5.23)$$

$$\sigma_{расч.} = \frac{M}{W}, \quad (5.24)$$

где M - максимальный изгибающий момент, Н*м;

W - момент сопротивления сечения шин, м^3.

$$M = \frac{F \cdot \ell}{b}, \quad (5.25)$$

где F – сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока к.з., Н; l - расстояние между изоляторами, l=1м; е = 10.

$$F=1,76 \cdot l_{уд}^2 \cdot 10^6 \frac{l}{a} 10^{-7} \cdot K_ф,$$

где а – расстояние между фазами, а=0,15 м;

$k_ф$ - коэффициент формы, $k_ф$=0,35;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания, кА, (принимаем из таблицы 4 для точки КЗ К2 $i_{уд}$=37,7 кА).

Пусть шины расположены друг к другу узкими сторонами:

$$b=10мм=10\cdot10^{-3}\ м;$$

$$h=110мм=110\cdot10^{-2}\ м;$$

$$F=1,76\cdot37,7^2\cdot10^6\frac{1}{0,15}\cdot10^{-7}\cdot0,35=76,1\ Н;$$

$$M=\frac{76,1}{10}=7,61\ Н\cdot м;$$

$$W=\frac{hb}{6};$$

$$W=\frac{\left(110\cdot10^{-2}\right)^2\cdot10\cdot10^{-3}}{6}=7,26\cdot10^{-6}\ м^3;$$

$$\sigma_{расч.}=\frac{76,1}{7,26\cdot10^{-6}}=10,5\ МПа.$$

Наибольшее допустимое при изгибе напряжение $\sigma_{доп.}$ не должно превышать для алюминия 70 мПа.

$$\sigma_{расч.}=10,5\ МПа\leq\sigma_{доп.}=70\ МПа.$$

Найдем частоту собственных колебаний шин:

$$f_0=\frac{3,56}{l^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}},\qquad(5.26)$$

где E - модуль упругости материала шин, для алюминия $E=7\cdot10^{10}$ Па;

J – момент инерции поперечного сечения шин, $м^4$;

$J=\frac{h^3b^4}{12}$ - (при расположении шин друг к другу узкими сторонами);

m – масса одного погонного метра шины, кг/м.

$$J=\frac{110\cdot10^{-2}\cdot10\cdot10^{-3}}{12}=10,8\cdot10^{-8}\ м^4,$$

$$f_0=\frac{3,56}{1}\sqrt{\frac{10,8\cdot10^{-8}\cdot7\cdot10^{10}}{0,964}}=315,3\ Гц>200Гц.$$

Следовательно, явление резонанса не учитывается.

Таким образом, алюминиевые шины прямоугольного сечения 110х10

мм^2 удовлетворяют необходимым условиям.

5.11 Выбор изоляторов

Для крепления токоведущих частей и установки оборудования на ПС используются опорные подвесные и проходные изоляторы.

Выбор опорных изоляторов в КРУН 10 кВ, предназначенные для крепления шин и их безопасного обслуживания. Изоляторы, выбираются по следующим условиям:

1. Род установки:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.уст.}. \quad (5.27)$$

2. Допустимая механическая нагрузка:

$$F_{расч.} < 0{,}6F_{разр.}. \quad (5.28)$$

Расчетная нагрузка на изолятор определяется по формуле:

$$F_{расч.} = 1{,}76 \cdot 10^{-6} \cdot i_{уд}^2 \frac{l}{a},$$

где l – расстояние между изоляторами в пролете, l =1м;

a – расстояние между фазами, a =0,15 м;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания, кА, (принимаем из таблицы 4.1 для точки КЗ К2 $i_{уд}$=26,7 кА)

$$F_{расч.} = 1{,}76 \cdot 10^{-6} \cdot 37{,}25^2 \cdot \frac{1}{0{,}15} = 8{,}6 \text{ кН}.$$

Выбираем изолятор для внутренней установки: ИОР-10-30 УХЛ2:

$$U_{ном.} = 10 \text{ кВ} = U_{ном.уст.} = 10 \text{ кВ};$$

$$0{,}6F_{разр.} = 0{,}6 \cdot 30 = 18 \text{ кН} > F_{расч.} = 4{,}42 \text{ кН}.$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условиям. Высота изолятора 150 мм.

Выбор опорных изоляторов 110 кВ для ОРУ. Рассчитаем нагрузку на изолятор:

ℓ - длина пролета токопровода, м (принимаем равным ℓ = 15м);

a– расстояние между фазами, м, (принимаем равным a =0,15 м);

$i_{уд}$– ударный ток короткого замыкания, кА, (принимаем из таблицы 4.1

для точки КЗ К1 $i_{уд}^{(3)}$ = 8,73 кА)

$$F_{расч.}=1,76\cdot10^{-6}\cdot8,73^2\cdot\frac{15}{1,5}=0,52 \text{ кН}.$$

Выбираем изолятор для наружной установки: ОСК 10-110-В-4 УХЛ1:

$$U_{ном.}=110 \text{ кВ}=U_{ном.уст.}=110 \text{ кВ};$$

$$0,6F_{разр.}=0,6\cdot10=6 \text{ кН}>F_{расч.}=0,52 \text{ кН}.$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условиям. Высота изолятора 1050 мм.

В качестве подвесных изоляторов для ОРУ 110 кВ используем изолятор ПС6-Б, количеством в гирлянде 9 штук.

5.12 Выбор аккумуляторной батареи

В соответствии с [1], для получения постоянного оперативного тока на ПС 110 кВ будет установлен один комплект аккумуляторной батареи (АБ) стационарной установки закрытого типа с жидким и экологически чистым диэлектриком, исключающими выделение водорода в режиме зарядки и исключающие содержание ядовитых ПХБ (полихлорированные бифенилы).

Постоянный оперативный ток должен обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройств сигнализации;
- устройств противоаварийной автоматики;
- устройств коммерческого учета электроэнергии;
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ.

В соответствии с [2], на ПС будут установлены АБ типа Groe. Емкость АБ сможет обеспечивать питанием всех потребителей оперативного тока в течение не менее 3 часов при отключенном зарядно-подзарядном устройстве (ЗПУ).

Выбираю АБ типа Groe модели SGL 31D с номинальной емкостью $C_{НОМ}$ =400 (А· час). Характеристика данного вида батарей представлена в таблиц 5.15.

В качестве распределительного шкафа постоянного тока принимаем разработку фирмы «Технокомплект» г.Дубна – АУОТ-М2-УХЛ4.

Аппарат предназначен:

для обеспечения потребителей стабилизированным постоянным напряжением;

для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;

для контроля подключения аккумуляторных батарей.

Аппарат состоит из собственно аппарата (шкаф) и шкафа распределительного (ШР).

Таблица 5.12 - Технические характеристики АБ

Тип АБ	Groe (серия SGL-SGH)
Модель АБ	SGL 33D
Обозначение по стандарту DIN 40738	16 GroE 400
Номинальная емкость при 20 °С	400 А· час
Номинальное напряжение АБ	220 В
Количество элементов в АБ	110 шт.
Номинальное напряжение на одном элементе	2 В
Рекомендуемое напряжение на одном элементе в режиме постоянного подзаряда АБ	2,23 В
Электролит	Раствор серной кислоты
Производитель:	«FIAMM» (Италия)

Аппарат может поставляться совмещенным с ШР, отдельным ШР или без него. Возможна поставка настенного исполнения или с установкой на подставке.

Характеристика шкафа представлена в таблице 5.16.

Таблица 5.13 - Характеристика шкафа постоянного тока

Вариант исполнения аппарата	Максимальный выходной ток при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), А	Максимальная выходная мощность при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), кВт	Диапазон регулирования выходного напряжения В	Количество элементов аккумуляторной батареи при номинальном напряжении на выходе аппарата, шт.
АУОТ-М2-20-220-УХЛ4	24 (40*)	6 (10*)	150 - 250	110

6. Релейная защита и автоматика

При эксплуатации энергетического оборудования и электрических сетей неизбежны их повреждения и не нормальные режимы. Наиболее опасными являются короткие замыкания, повреждения изоляции и перегрузки.

Короткие замыкания возникают из-за пробоя или перекрытия изоляции, обрывов проводов, ошибочных действий персонала (включения под напряжение заземленного оборудования, отключения разъединителей под нагрузкой) и других причин.

В большинстве случаев в месте КЗ возникает электрическая дуга, термическое действие которой приводит к разрушениям токоведущих частей, изоляторов и электрических аппаратов. При КЗ к месту повреждения подходят большие токи (токи КЗ), измеряемые тысячами ампер, которые перегревают неповрежденные токоведущие части и могут вызвать дополнительные повреждения, т. е. развитие аварии. Одновременно в сети, электрически связанной с местом повреждения, происходит глубокое понижение напряжения, что может привести к остановке электродвигателей и нарушению параллельной работы генераторов.

Обычно развитие аварий может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, действующих на отключение выключателей, и получивших название релейная защита.

При отключении выключателей поврежденного элемента гаснет электрическая дуга в месте КЗ, прекращается прохождение тока КЗ и восстанавливается нормальное напряжение на неповрежденной части электрической установки или сети. Благодаря этому минимизируются, или даже совсем предотвращаются повреждения оборудования, на котором возникло КЗ, а также восстанавливается нормальная работа неповрежденного оборудования.

Таким образом, основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или сети.

К релейной защите предъявляются такие основные требования:

- быстродействие;
- селективность;
- чувствительность;
- надежность.

Кроме повреждений электрического оборудования могут возникать такие нарушения нормальных режимов работы, как перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе, или понижение уровня масла в его расширителе и др.

В указанных случаях нет необходимости немедленного отключения

оборудования, так как эти явления не представляют непосредственной опасности для оборудования и могут самоустраниться. Поэтому при нарушении нормального режима работы на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом, как правило, достаточно дать предупредительный сигнал персоналу подстанции. На подстанциях без постоянного обслуживающего персонала и в отдельных случаях на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом производится отключение оборудования, но обязательно с выдержкой времени.

Таким образом, вторым назначением релейной защиты является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования, которые могут привести к аварии, и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу, или отключение оборудования с выдержкой времени.

Согласно требованием ПТЭ, силовое оборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов работы устройствами релейной защиты и электроавтоматики. Устройства РЗА должны быть постоянно включены, кроме устройств, которые должны выводиться из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы энергосистемы и условиями селективности. Устройства аварийной и предупредительной сигнализации должны быть всегда готовы к действию.

Под устройством релейной защиты подразумевается совокупность реле, приборов и вспомогательных элементов, которые при возникновении повреждений и ненормальных режимов работы оборудования должны действовать на его отключение или на сигнал.

В 70 годах прошлого века широкое распространение получила релейная защита и автоматика на переменном оперативном токе, релейно-контакторного типа. Доля же на постоянном оперативном токе была не велика, ввиду большой дороговизны аккумуляторных батарей.

Для выполнения релейной защиты на переменном оперативном токе применялась специальная релейная аппаратура:

1. Реле максимального тока типов РТ-85, РТ-86 и РТ-95 применялись в схемах максимальной токовой защиты электрооборудования и линий электропередачи.

2. Реле промежуточных типов РП- 321 и РП- 341 предназначены для непосредственного включения во вторичные цепи трансформаторов тока и управляются контактами основных реле защиты, выполняемой на переменном оперативном токе.

3. Реле времени с синхронным микродвигателем РВМ-12 и РВМ-13 предназначены для создания выдержки времени в различных схемах релейной защиты, выполняемых на переменном оперативном токе.

4. Реле времени типов ЭВ-215 – ЭВ-245 применяются в схемах релейной защиты с дешунтированием электромагнитов отключения, а также в других схемах защиты и электроавтоматики на переменном оперативном токе.

5. Реле промежуточные типов РП-25 и РП-311 предназначены для применения в цепях переменного напряжения в схемах релейной защиты и автоматики в качестве вспомогательных реле.

6. Реле промежуточные двухпозиционные типа РП-9 и РП-12 предназначаются для применения в цепях переменного тока в качестве вспомогательных реле.

В настоящее время происходит повсеместная замена релейно-контакторного оборудования электрических подстанций на микро-процессорное, и перевод на оперативный источник питания постоянного тока.

6.1 Выбор защит фидеров

Для защиты отходящего фидера применяем микропроцессорный блок

F 650 фирмы GE Multilin. F 650 – это устройство для защиты, управления, контроля, измерения и регистрации, подходящее для различных применений, таких как основная защита линии передачи распределения и резервная защита трансформаторов, шин, батарей конденсаторов и т.п.

F 650 составляет последовательность блоков, объединенных для выполнения функций защиты и управления. Прежде всего, F 650 включает в себя трансформаторов переменного тока для измерений ток и напряжения. Эти измерения, переведенные в цифровую форму, посылаются в процессор цифровых сигналов (ПЦС), который выполняет измерительные функции.

Основной процессор выполняет функции защиты, управления и связи и состоит из двух внутренних процессоров: одного - для общего применения, и второго – предназначенного для осуществления связи.

Терминал F 650 включает в себя следующие основные функции:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ) - отключает фидер при превышении тока уставки с выдержкой времени. Токовая отсечка отключает фидер без выдержки времени при появлении в сети больших токов короткого замыкания. Ускорение МТЗ автоматически вводится при включении выключателя и после работы АПВ на время 0,5с., при этом время МТЗ уменьшается до 0 с;

2. Токовая отсечка (ТО) от междуфазных КЗ и замыканий на землю;

3. Защита от снижения и повышения напряжения нулевой последовательности;

4. Защита от тепловой перегрузки;

5. Защита от замыканий на землю (на ВЛ может работать на сигнал, на

КЛ на отключение). На данном терминале реализуем функцию включения фидера от ЧАПВ, а также функции УРОВ (устройство резервирования отказа выключателя) – то есть, при отказе выключателя отходящего фидера идет сигнал на отключение выключателя ввода 10 кВ и секционного выключателя;

6. Кроме того, на предложенном терминале возможно реализовать логическую защиту шин (ЛЗШ). ЛЗШ работает следующим образом: при КЗ

на отходящей линии запускается защита этой линии и, возможно, защита ввода 10 кВ. При этом МТЗ фидера и ввода работают с заданными временными уставками. Если запускается защита ввода 10 кВ, а ни одна из защит фидеров не запустилась, то выдержка времени МТЗ ввода 10 кВ снижается до 0,25 с;

Терминал F 650 предусматривает измерение следующих параметров:

- токи фаз;
- напряжения фаз, линейные напряжения;
- мощность активная, реактивная и полная;
- энергия, частота, cos;
- расстояние до места КЗ.

Преимущества предложенной схемы:

1. Нагрузка токовых цепей значительно меньше;
2. Возможность реализации УРОВ;
3. Логическая защита шин;
4. Аппаратная часть сокращена до одного блока, вместо электромеханических реле, каждое из которых может нести опасность отказа;
5. Возможность самодиагностики значительно повышает надежность работы.

6.3. Выбор защит вводов 10 кВ

Для защиты вводов 10 кВ применим терминал REF 543 BM BAAA. Улучшенные технические показатели терминалов REF 543 являются результатом использования преимуществ многопроцессорной архитектуры. Цифровой сигнальный процессор в сочетании с мощным центральным процессором и раздельные входы/выходы в значительной степени упрощают выполнение параллельных действий, сокращают время и повышают точность срабатывания. Интерфейс человек – машина, снабженный жидкокристаллическим дисплеем, позволяет отображать различную информацию, что делает использование терминалов защиты REF 543 на месте простым и безопасным.

Терминал защиты включает широкий диапазон функций реле:

- функции защиты;
- функции измерения;
- функции управления;
- функции мониторинга состояния;
- функции связи.

Функциональные блоки защиты:

- трехфазная трехступенчатая ненаправленная максимальная защита;
- ненаправленная трехступенчатая защита от замыканий на землю;
- защита от обрыва фаз;
- трехфазная двухступенчатая защита максимального напряжения;
- трехступенчатая защита максимального напряжения нулевой

последовательности;

- трехфазная двухступенчатая защита минимального напряжения;
- выявление броска тока намагничивания трансформатора и броска пускового тока двигателя;
- функция АПВ, - до 5 циклов АПВ выключателей, УРОВ;
- защита от понижения и повышения частоты, 5 ступеней;
- функция трехфазной трехступенчатой ненаправленной максимальной токовой защиты;
- функция контроля синхронизма/напряжения ступень 1 и ступень 2;
- трехфазная тепловая защита для кабелей;

Функции измерения включает измерение трехфазных токов, тока нейтрали трехфазного напряжения, напряжения нулевой последовательности, частоты, активной и реактивной мощности, а также коэффициента мощности.

Выбор защит секционного выключателя

В качестве защиты секционного выключателя 10 кВ применим терминал REF 543 GM 127 BAAA. Терминалом осуществляются такие же функции что и терминалом REF 543 BM 129 BAAA: трехфазная трехступенчатая ненаправленная максимальная защита, ненаправленная трехступенчатая защита от замыканий на землю, защита от обрыва фаз, трехфазная двухступенчатая защита максимального напряжения, трехступенчатая защита максимального напряжения нулевой последовательности.

Помимо вышеперечисленных функций терминалом REF 543 осуществляется алгоритм автоматического ввода резерва (АВР) и автоматического восстановления первоначальной схемы.

6.3. Выбор защит шин 10кВ

Для выполнения полноценной защиты секций шин 10 кВ устанавливается терминал REF 543 BM 129 BAAA, в котором реализованы следующие функции:

1. Автоматическое и оперативное управление выключателями с учетом всех необходимых блокировок;
2. Диагностика выключателей;
3. Резервные защиты шин 10кВ, выполненные в виде трехфазной МТЗ (уставки по току срабатывания МТЗ на выводах и соответствующем СВВк 10 кВ должны быть одинаковыми и отличатся только по времени на ступень селективности);
4. Устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ).
5. Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) реализована волоконно-оптическим устройством ОВОД, обеспечивающим мониторинг состояния оптоэлектронного тракта. Применение такого метода построения защиты позволяет быстро определять место повреждения и сделать более селективной и гибкой логику работы устройства дуговой защиты совместно с РЗА распределительного устройства.

Основные функции токовой защиты шин ПУМА 3342:

- защита при междуфазных КЗ на шинах;
- защита при двойных замыканиях на землю когда одна точка замыкания находится на шинах, а вторая на линии;
- резервирование отказа защиты линии или их выключателей.

Резервные функции токовой защиты шин ПУМА 3342:

- пофазная индикация текущих значений токов всех присоединений и дифференциальных токов фаз;
- местный и дистанционный ввод, хранение и отображение уставок;
- индикация с помощью светодиодов факта срабатывания защиты или ее неисправности;
- регистрация работы защиты на семь последних повреждений, информация о виде повреждения;
- непрерывная диагностика исправности и сигнализация о неисправности;
- организация локальной сети.

6.4.Выбор защит трансформатора

Для основной защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 применим:

1. Дифференциальную токовую защиту - от внутренних междуфазных КЗ. Область действия защиты ограничена установкой применяемых трансформаторов тока. Защита реализована в терминале RET 316*4v (функция Diff). Терминал подключен к ТТ и при повреждениях на выводах и при внутренних повреждениях, происходит изменение тока, терминал фиксирует изменение и отключает трансформатор со всех сторон.

2. Газовую защиту – от всех видов внутренних повреждений. Защита выполнена с возможностью перевода отключающего контакта на сигнал. Газовая защита имеет отдельный автомат оперативного питания, что позволяет выполнить действие отключающей ступени через два терминала (RET, REF) с соответствующей сигнализацией действия. Газовое реле выполнено на основе «РЕЛЕ БУХГАЛЬЦА», срабатывающего при изменении уровня масла.

В качестве резервной защиты установим:

1. Максимальную токовую защиту – от внешних многофазных КЗ на стороне 110 кВ;
2. Максимальную токовую защиту – от внешних многофазных КЗ на стороне 10 кВ, реализованную терминалом REF 543 BM 129 BAAA;
3. Максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой с действием на сигнал;
4. Обдувка трансформатора;
5. В качестве защиты силовых трансформаторов в случае короткого замыкания на подстанции с отказом коммутационной аппаратуры или релейной защиты, при потере оперативного тока на подстанции или по другим

причинам, предусматривается независимая защита трансформатора «ПУМА 3431».

Независимая защита трансформатора, далее защита, предназначена для защиты силовых трансформаторов, оборудованных со стороны источника питания выключателем или разъединителем в случае короткого замыкания на подстанции с отказом коммутационной аппаратуры или релейной защиты, при потере оперативного тока на подстанции или по другим причинам.

Помимо выше указанных защит терминал RET 316*4v осуществляет резервную защиту от внешних многофазных КЗ, выполненную виде трехфазной.

МТЗ со стороны 110 кВ. Так же предусмотрена токовая защита от перегрузки с действием на сигнал и пуск охлаждения. Терминалом осуществляется сбор информации по диагностике трансформатора с выдачей соответствующей светодиодной информации и предупреждений, а именно:

- контроль понижения масла в РПН и в баке трансформатора;
- контроль повышения температуры масла трансформатора с пуском системы охлаждения.

При пуске системы охлаждения терминал определенное время дожидается реакции магнитного пускателя двигателей вентиляторов охлаждения, и в случае отсутствия отклика вырабатывается сигнал о неисправности системы охлаждения.

При повреждениях в отсеках выключателя или кабеля ячейки 10 кВ терминал осуществляет отключение трансформатора с контролем тока по стороне 110 кВ.

Все предусмотренные терминалом защиты, за исключением сигнальных, действуют на отключение выключателей трансформатора Т-1 и Т-2.

6.5. Выбор защит шин 110 кВ

На ПС 110/10 кВ «» предусматриваются дифференциальная защита шин 110 кВ, выполненные с использованием цифровых терминалов типа RED521. Защита шин 110 кВ выполнена с использованием типового шкафа защиты шин ШЭЗШ1222, в котором установлено три терминала защиты шин RED521, по одному на фазу.

Гибкая и настраиваемая логика терминала RED521 позволяет без переключения токовых цепей переводить нагрузку с одной секции шин 110 кВ на другую.

Терминалы RED521 имеют высокое быстродействие (до 10 мс), достаточную точность измерения и обеспечивают функцию обнаружения разрыва цепей между трансформаторами тока и терминалом.

Выбор защиты и автоматики ВЛ 110 кВ

Для защиты ВЛ 110 кВ Б.Раст - Н. Водники и Н. Водники-Луговая, используются шкаф защит ШЭЛС 0113 и панель защиты линии ПДЭ2802 производства.

В качестве основной быстродействующей ВЧ защиты линий используется панель ПДЭ2802. Защита действует при всех видах коротких замыканий: при несимметричных КЗ - как направленная фильтровая ВЧ защита, при трехфазных КЗ - как направленная дистанционная защита с блокировкой при качаниях.

Резервная защита линий выполняется с помощью терминала REL511, установленного в шкафу ШЭЛС 0113.

Терминал REL511 выполняет функции защит:

токовая отсечка;

четырехступенчатая дистанционная защита;

четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности

токовая отсечка;

Кроме того, на втором терминале защиты выполнена логика управлением выключателя, с функциями:

двойного АПВ с контролем синхронизма;

УРОВ;

включение и отключение выключателя 110 кВ через АСУ или через ключ управления;

контроль цепей включения и отключения.

Основная и резервная защиты подключаются к различным ТТ для обеспечения резервирования при отказе одного из терминалов или разрыв токовых цепей защиты. Токовые цепи основной защиты имеют возможность переключения на обходной, при этом с помощью переключателя переключаются и входные, и выходные цепи на обходной.

Функции измерения и регистрации REL511:

измерение напряжений (линейных, фазных, нулевой последовательности);

измерение тока (фазных и нулевой последовательности);

измерение мощности (активной, реактивной);

осциллографирование;

регистрация событий.

Терминал REL511 реализует управление выключателем через катушку включения и две катушки отключения. Питание терминала, соленоида включения и первого соленоида отключения, второго соленоида отключения осуществляется через различные автоматы постоянного оперативного тока.

7. Технико-экономическое обоснование

7.1 Затраты на строительство, монтаж и эксплуатацию

В данной главе рассмотрим вопросы капиталовложений при строительстве подстанции, расчет эксплуатационных затрат при проведении текущих ремонтов и технических обслуживаний, определение затрат на потреблённую электроэнергию, расчет экономических показателей при внедрении микропроцессорных блоков защит и расчет эффективности установки вакуумных выключателей.

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно – изыскательские работы и другие затраты.

Производственные капитальные вложения по формам воспроизводства основных фондов различают:

а) на основное строительство;

б) на реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий;

в) на расширение действующих предприятий;

г) на модернизацию оборудования.

План капитального строительства состоит из следующих разделов:

а) плановое задание по вводу в действие производственных мощностей и основных фондов;

б) объем капитальных вложений и их структура;

в) титульные списки строек и объектов;

г) план проектно-изыскательских работ;

д) программа строительно-монтажных работ;

е) экономическая эффективность капитальных вложений.

Важнейшими показателями плана капитального строительства является: ввод в действие производственных мощностей и основных фондов, сметная стоимость, срок строительства и срок окупаемости.

Источником финансирования капитальных вложений являются собственные средства предприятия. Источником собственных средств предприятия для капитальных вложений являются фонд развития предприятия, образуемый за счет отчислений от прибыли; части амортизационных отчислений, оставляемых в распоряжении предприятия; выручка от реализации излишнего и неиспользуемого оборудования; выручка от попутной добычи нефти при разведочном бурении и др.

Для определения капиталовложений необходимо составить таблицу затрат в которую будут входить следующие составляющие:

затраты на строительные работы;

затраты на монтажные работы

затраты на оборудование
прочие затраты
Также данные затраты подразделяются по следующим главам:
основные объекты строительства
временные здания и сооружения
проектно-изыскательные работы

Далее в разделах подразделение идет по отдельным видам затрат, например «ОРУ-110кВ и силовые трансформаторы», «РУ-10кВ».

Для определения затрат на строительство и монтаж воспользуемся каталожными данными вновь устанавливаемого оборудования и сведем их в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Элементы затрат

Наименование глав объектов работ и затрат	Сметная стоимость тыс. тенге				Общая сметная стоимость, тыс. тенге
	строитель-ные работы	монтажные работы	оборудо-вание	прочие	
1	2	3	4	5	6
Раздел 1. Основные объекты строительства					
Отвод земельного участка под строительство				1418,25	1418,25
Освоение новых земель				1233,8	1233,8
ОРУ-110 кВ и силовые т-ры	50932,5	19253	1035595		1105780,5
РУ 10 кВ		5751,5	181754,5		187506
УРЗА		3616	61753		70569
АИИСКУЭ		2928,85	11010,75		13939,6
Уст-во перед. связи		2928,85	11010,75		13939,6
Маслоприемник	2433,25				2433,25
Монтаж кабельных коробов	7478				7478
Прокладка кабеля		2853,5			2853,5
Дорожное покрытие	22801				22801
Освещение и заземление		2443,25			2443,25
Монтаж оборудования средств связи		2202,75		20000	22202,75
Водоснабжение и канализация	4979,4				4979,4
Отопление и вентиляция	4283,25				4283,25
Итого по разделу 1	18578,48	9285,47	162973,45	4530,40	191367,80
Раздел 2. Временные здания и сооружения					
Затраты на времен. здания и сооружения 3,3%	613,09	306,42			919,51
Итого по разделу 2	613,09	306,42			919,51
Раздел 3. Прочие работы и затраты					

Затраты при производстве работ в зим. время	959,6		479,6		1439,15
ПНР				22393,25	22393,25
Настройка АИИСКУЭ				1226,25	1226,25
ПНР телемеханика				1928,75	1928,75
Итого по разделу 3	959,6		479,6	25548,25	26987,45
Раздел 4. Проектно-изыскательские					
Непредвиденные работы и затраты 3%	2907,5	1453,15	4889,20	2050,55	30857,25
Всего по сводн. смет. расчету	99824,95	49892,2	167862,65	70401,45	1059431
НДС 18 %	17968,5	8980,6	151076,4	12672,25	190697,75
Всего по ССР с НДС 18 %, $К_{пс}$	117793,45	11774,56	1490389,65	83073,7	1750129,6

Теперь определим стоимость капиталовложений на строительство подстанции по формуле:

$$К_{пс}=(К_{об}+К_{мон})\alpha_{тр}=1750129,6 \text{ тыс. тенге.} \quad (7.1)$$

где $К_{об}$ – капитальные затраты на оборудование подстанции, млн. тенге;

$К_{мон}$ – капитальные затраты на монтаж оборудование подстанции, млн. тенге;

$\alpha_{тр}$- укрупненный территориальный (зональный) коэффициент к стоимости строительства, принимаем равным 1;

Плановое перенесение стоимости основных фондов на продукцию называется амортизацией, а сумма средств, включаемых в себестоимость продукции – амортизационными отчислениями.

Издержки на амортизацию рассчитаем по формуле:

$$И_{ам}=\frac{\alpha_а \cdot К_{пс}}{100}=\frac{5,3\cdot 1750129,6}{100}=92756,7 \text{ тыс. тенге} \quad (7.2)$$

где $\alpha_а$ – норма амортизационный отчислений, % (принимаем равным $\alpha_а$=5,3%).

Издержки на эксплуатацию рассчитаем по формуле:

$$И_{экс}=\frac{\alpha_{рем}+\alpha_{обс}}{100}\cdot К_{пс}=\frac{2,9+3,0}{100}\cdot 1750129,6=103257,6 \text{ тыс. тенге} \quad (7.3)$$

где $\alpha_{рем}$ – норма расходов на ремонт, % (принимаем равным $\alpha_{рем}$ =2,9);

$\alpha_{обс}$ – норма эксплуатационных затрат на обслуживание(принимаем равным $\alpha_{обс}$ =3,0);.

Текущие издержки рассчитаем по формуле:

$$И_{тек}=И_{ам}+И_{экс}=92756,7+103257,6=196014,3 \text{ тыс. тенге}$$

7.2 Тарифы на электроэнергию и издержки

В таблице 7.2 приведены тарифы на электроэнергию по классам напряжений.

Таблица 7.2 - Тарифы на электроэнергию

Плата за услуги	тенге./кВт·ч				
	Всего	Договорной тариф энергосистемы	Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика	Плата за услуги	
				Оказанная комерч. оператором оплачиваемого рынка	по ОДУ
ВН 110кВ	11601,75	11,4	0,4	0,03	0,01
НН 10кВ	11850,7	11,6			

Расчет прибыли предприятия от перепродажи электроэнергии и величины средств, которые могут использоваться для возврата инвестиций (погашение кредита) производится в следующем порядке.

Издержки от продаж электроэнергии (валовая выручка) рассчитывается по формуле:

$$И_{про}= \alpha_{отп} \cdot A_{пол.\ отп}, \text{ тыс. тенге} \qquad (7.4)$$

где $\alpha_{отп}$ - среднеотпускной тариф сторонних потребителей, тенге./кВт·ч;

$A_{пол.\ отп.}$- величина полезно отпущенной электроэнергии сторонним потребителям, МВт·ч.

Полезно отпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$A_{пол.\ отп}= P_{мах} \cdot T_{мах}, \text{ кВт ч} \qquad (7.5)$$

где $P_{мах}$-максимальная мощность транспортируемая через проектируемую подстанции, кВт;

$$P_{max}=\frac{S_{рас}}{\cos\varphi}=\frac{33860}{0,84}=28470 \text{ кВТ}$$

$T_{мах}$–время использования максимальной нагрузки, ч., (принимаем равным $T_{мах}$ =6500 ч.)

Тогда издержки от продаж электроэнергии составит:

$$И_{прод}= \beta_{дог} \cdot Р_{мак} \cdot Т_{мак}=11,6 \cdot 28470 \cdot 6500=2146638 \text{ тыс. тенге.}$$

Издержки предприятия на покупку энергии рассчитывается по формуле:

$$И_{пот}=\beta_{дог} \cdot А_{пол.\ отп} \cdot \left(1-\frac{\Delta р_{пот}}{100}\right) \quad (7.6)$$

где $\beta_{дог}$ - договорной тариф энергосистемы на передаваемую энергию на стороне 110 кВ, тенге/кВт·ч;

$\Delta р_{пот}$– потери активной энергии в схеме электроснабжения, %, (дополнительно включающий в себя потери в распределительных сетях до точек учета потребителей (составляет порядка 10%)). Тогда:

$$И_{пот}=11,4 \cdot 185055 \cdot \left(1-\frac{10}{100}\right)=1898664,3 \text{ тыс. тенге/год}$$

Величина налога на добавленную стоимость (при условии, что НДС включен в тарифы) рассчитывается по формуле:

$$НДС=\frac{С_{ндс}}{1+С_{ндс}} \cdot (И_{прод}-И_{пот}) \quad (7.7)$$

где $С_{ндс}$ - действующая ставка налога (18%). Тогда:

$$НДС=\frac{18}{1+18} \cdot (2146638-1898664,3)=3\ 7196,055 \text{тыс. тенге}$$

Выручка после выплат НДС рассчитывается по формуле:

$$V_{выр}= И_{прод}-НДС=2146638-37196,055=2109441,945 \text{ тыс. тенге/год.}$$

Величина валовой прибыли до уплаты налогов рассчитывается по формуле:

$$П_{вал}=V_{выр}- И_{пот}-И_{тек}=2109441,945-1898664,3-196014,3==191163,345 \text{ тыс. тенге}$$

Величина налога на прибыль рассчитывается по формуле:

$$Н_{приб}= С_{нал.\ приб} \cdot П_{вал}=191163,345 \cdot 0,2=38232,7 \text{ тыс. тенге}$$

где $С_{нал.\ приб.}$ – действующая ставка налога на прибыль (20%).

Чистая прибыль предприятия рассчитывается по формуле:

$П_{чис}=П_{вал}-Н_{приб}=191163,345-38132,699=152930,66$ тыс. тенге

7.3 Оценка экономической эффективности

После того как в первом приближении установлены объем и стоимость предстоящих работ по проекту (величина капиталовложений для выбранного варианта схемы электроснабжения), необходимо предварительно определить состав участников проекта, источники и условия его финансирования и реализации (строительства). Возможны различные варианты и способы решения этих вопросов, зависящие от конкретных условий и ситуаций. Для дальнейших расчетов по пред инвестиционному обоснованию схемы внешнего электроснабжения будем исходить из предположения, что в данном случае имеют место следующие ситуации:

Финансирование строительства подстанции предлагается осуществлять за счет собственных средств предприятия, а также средств, выделяемых финансово-промышленной группой, в состав которой входит данное предприятие. Строительство предполагается организовать смешанным способом: часть работ выполняется персоналом ремонтно-строительного цеха и персоналом энергохозяйства самого предприятия, наряду с этим предусматривается привлечение специализированных монтажно-наладочных подрядных организаций. Ориентировочно срок строительства – 2 года, а объемы финансирования в первый год – 40%, во второй – 60% от величины капиталовложений в подстанцию.

Показатели коммерческой (финансовой) эффективности проекта отражают его способность генерировать потоки денежных средств, достаточных для компенсации вложенных инвесторами ресурсов. Основу расчета показателей эффективности составляет оценка прибыли (доходов), полученной от реализации проекта. В рассматриваемой ситуации расчет прибыли предприятия производится исходя из следующих условий:

покупка предприятием перепродаваемой электроэнергии оплачивается по договорному тарифу энергосистемы (тарифу оптовых потребителей – перепродавцов);

продажа предприятием электроэнергии сторонним потребителям (субабонентам) производится по действующим тарифам энергосистемы для соответствующих групп потребителей, утверждаемым региональной энергетической комиссией.

Срок строительства один год. При оценке «выгодности» будущих инвестиций учитывается фактор времени, исходя из того, что цена денег меняется в течение времени. Если первоначальные инвестиционные вложения принять за К=100%, то через год вложенные средства будут оцениваться по формуле:

$$К=100\%+k_{нор}\%, \qquad (7.8)$$

где $k_{нор}$ – норма прироста капитала (годовой банковский депозит, принимаем равным $k_{нор}$=20 %).

Для удобства математических расчетов будет проводиться обратная операция, т. е. планируемые поступления (аннуитет) будут уменьшаться (дисконтироваться) на норму дисконта ($\frac{1}{k_{нор}}$). Дисконтирование рассчитывается по сложным процентам.

Коэффициент дисконтирования (PVIF) рассчитывается по формуле:

$$PVIF=\frac{1}{(1+k_{нор})^{t-1}} \quad (7.9)$$

Поступления будут складываться из разницы в тарифах на разный класс напряжения.

Чистая приведенная стоимость (NPV). Это разность между дисконтированной величиной денежного потока за расчетный период времени и первоначальной инвестицией. Чистая приведенная стоимость - кумулятивный показатель, но он не учитывает удельную эффективность вложений, а определяет альтернативную стоимость инвестиций.

Чистая приведенная стоимость NPV, тыс. тенге. рассчитывается по формуле:

$$NPV=\sum_{t=1}^{T}\frac{PMT_t}{(1+k_{нор})^{t-1}}-K\,. \quad (7.10)$$

Рентабельность инвестиций (PVI). Это отношение всего приведенного (дисконтированного) денежного потока к величине инвестиционных расходов. Параметр оценивает удельную эффективность вложений.

Рентабельность инвестиций PVI рассчитывается по формуле:

$$PVI=1+\frac{NPV}{K}=2{,}09. \quad (7.11)$$

Срок окупаемости инвестиций (PBP). Это период, за который возвращаются вложенные деньги, но учитывается приведенный (дисконтированный) доход. Чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск вложения и больше привлекательность инвестиций.

Определяется по первому положительному значению NPV в таблице 7.3 расчета эффективности.

В разделе экономика произведён расчёт экономической эффективности внедрения данного проекта. Затраты на реализацию проекта составляют 1750 млн тенге.

На протяжении всего срока службы проект будет приносить следующие эффекты:

- Развитие промышленности региона

- Увеличение рабочих мест
- Увеличение налоговых отчислений на развитие региона
- Развитие электроэнергетической системы

Рентабельность инвестиций составила 2.09, что является вполне нормальным для энергетической промышленности. Срок окупаемости составляет 5,5 года.

Таблица 7.3 – Расчет эффективности

t, г	К, млн. тенге.	РМТ, млн. тенге.	ДП, млн. тенге.	PVIF	ДС, млн. тенге.	NPV, млн. тенге.	РВР, лет
1	2	3	4	5	6	7	8
1	-1750	0	-1750	1	-1750	-1750	
2		627,5	627,	0,833	-523	-523	
3		627,5	627,5	0,694	435,8	-791,15	
4		627,5	627,5	0,579	363,2	-42,95	
5		627,5	627,5	0,482	302,65	-126,9	
6		627,5	627,5	0,402	252,2	126,9	5,5
7		627,5	627,5	0,335	210,18	33,1	
8		627,5	627,5	0,279	165,15	612,25	
9		125,5	125,5	0,233	146	658,2	
10		125,5	125,5	0,194	124,65	79,85	
Итого	-350	1129,68	779,68		779,835	-1907,15	

В разделе экономика произведён расчёт экономической эффективности внедрения данного проекта. Затраты на реализацию проекта составляют 1750 млн тенге.

На протяжении всего срока службы проект будет приносить следующие эффекты:

- Развитие промышленности региона
- Увеличение рабочих мест
- Увеличение налоговых отчислений на развитие региона
- Развитие электроэнергетической системы

Рентабельность инвестиций составила 2.09, что является вполне нормальным для энергетической промышленности. Срок окупаемости составляет 5,5 года.

8 Экологичность и безопасность проекта. Безопасность труда при эксплуатации ПС 110/10 кВ

8.1 Основные сведения

При эксплуатации объекта возможны следующие опасные факторы [14]:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;
- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям нормально, если они не находятся под напряжением;
- влияние электромагнитного поля на организм;
- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средств индивидуальной и коллективной защиты;
- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;
- возможность падения персонала с высоты;
- возможность поражения персонала при проведении коммутационных операций;
- др. факторы.

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, необходимо предусматривать следующие мероприятия:

- персонал должен действовать согласно ПТБ при работе в электроустановках; должна проводиться ежегодная проверка знаний, инструктаж по технике безопасности;
- при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, вертикальные экраны между выключателями на ОРУ 110 кВ, съёмные экраны при ремонтных работах;
- установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;
- соблюдение расстояний до токоведущих частей;
- применение надлежащей изоляции, а в отдельных случаях – повышенной;
- надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;
- выравнивание потенциалов;
- применения разделительных трансформаторов;
- применения напряжений 42 В и ниже переменного тока частотой 50 ГЦ и110 В и ниже постоянного тока;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- пожаро- и взрывобезопасность электроустановок, содержащих маслонаполненные аппараты и кабели, а также электрооборудования,

покрытого и пропитанного маслами, лаками, битумами и т. п., должна обеспечиваться в соответствии с требованиями ПУЭ. При сдаче в эксплуатацию указанные электроустановки должны быть снабжены противопожарными средствами и инвентарем в соответствии с действующими положениями;

- выполнение организационно-технических мероприятий для безопасного проведения работ.

8.2 Расчет защитного заземления подстанции 110/10 кВ

В пределах территории подстанции возможно замыкание на землю в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности на подстанции предусматривают заземляющие устройства [6], назначение которых заключается в снижении потенциалов до приемлемых значений.

Вспомогательными заземлителями являются металлические предметы любого назначения, так или иначе соединенных с землей, например, стальных каркасов зданий, арматуры железобетонных оснований, ттенге любого назначения и т. п.

К основному заземлителю в общем случае присоединяют:

- вспомогательные заземлители;

- нейтрали генераторов, трансформаторов, подлежащих заземлению в соответствии с принятой системой рабочего заземления;

- ОПНы и молниеотводы;

- металлические части электрического оборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции, например основания и кожухи электрических машин, трансформаторов, аппаратов, токопроводов, металлические конструкции РУ, ограждения и т. п.;

- вторичные обмотки измерительных трансформаторов, нейтрали обмоток 380/220 В силовых трансформаторов.

Согласно [6] расчет заземляющего устройства проводится в следующем порядке.

В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_з$. Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых.

Определяют расчетное удельное сопротивление грунта $\rho_{рас.}$ для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента $k_п$, учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой по формулам:

- расчетное удельное сопротивление горизонтальных электродов

$$\rho_{рас.гор}=\rho_о \cdot k_{п.\ гор};\qquad (8.1)$$

- расчетное удельное сопротивление вертикальных электродов

$$\rho_{рас.гор}=\rho_о \cdot k_{п.вер}\qquad (8.2)$$

где $\rho_о$ – удельное сопротивление грунта Ом/м;

$k_{п.гор.}$ и $k_{п.вер}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов, соответственно(повышающий коэффициент для горизонтальных электродов принимаем равным $k_{п.гор}$=3,5, а повышающий коэффициент для вертикальных электродов принимаем равным $k_{п.гор}$=1,5).

Определяют сопротивление растеканию одного вертикального электрода по формуле:

$$R_{во}=\frac{c_{р.в}}{2pl}\left(\ln\frac{2l}{d}+\frac{1}{2}\ln\frac{4t+l}{4t-l}\right),\qquad (8.3)$$

где ℓ– длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

t – глубина заложения, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м.

Определяют ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{и.в}$ по формуле:

$$N=\frac{R_{вер.о.}}{k_{п.вер}\cdot R_и}.\qquad (8.4)$$

где $R_{вер.о}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода Ом;

$R_и$ – сопротивление искусственного заземлителя Ом.

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов. Определяют расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов $c_{рг}$ по формуле:

$$R_{рас.\ гор.}=\frac{c_{рг}}{k_{исп.\ гор.}\cdot 2pl}\cdot\ln\frac{2l}{b\cdot t},\qquad (8.5)$$

где $k_{исп.\ гор.}$ - коэффициенты использования горизонтальных соединительных электродов

ℓ– длина электрода, м

b – ширина полосы, м

t – глубина заложения электрода, м.

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов с

учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов по формуле:

$$R_{вер}=\frac{R_{рас.\ гор}\cdot R_{и}}{R_{рас.\ гор.}-R_{и}}. \qquad (8.6)$$

Определяем число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя по формуле:

$$N=\frac{R_{верт.э}}{k_{п.верт}\cdot R_{и}}. \qquad (8.7)$$

Принимают окончательное число вертикальных электродов, намечают расположение заземлителей.

Рассмотрим расчет заземляющего устройства для данной подстанции.

Заземляющее устройство и грозозащита подстанции должны быть выполнены в соответствии с ПУЭ. Сопротивление искусственного заземляющего устройства не должно $R_{и} \geq 0,5$ Ом в любое время года.

Удельное сопротивление грунта (суглинок): $\rho_{о}$ =100 Ом·м

При расчете заземляющего устройства сопротивлением естественных заземлителей пренебрегаем, они уменьшают общее сопротивление заземляющего устройства, их проводимость идет в запас надежности.

Тогда расчетное удельное сопротивление горизонтальных электродов

$$\rho_{рас.гор}=\rho_{о}\cdot k_{п.\ гор}=100\cdot 3,5=350 \text{ Ом}$$

расчетное удельное сопротивление вертикальных электродов

$$\rho_{рас.гор}=\rho_{о}\cdot k_{п.вер}=1,5\cdot 100=150 \text{ Ом}$$

Находим сопротивление стеканию тока одного вертикального электрода. В качестве вертикального электрода примем круглый стальной стержень диаметром 16 мм, длиной 3м. Верхние концы стержней заглублены на глубину 0,7 м от поверхности земли.

$$R_{во}=\frac{c_{расч.в}}{2p\cdot l_{вер}}\left(\ln\frac{2l_{вер}}{d}+\frac{1}{2}\ln\frac{4t+l_{вер}}{4t-l_{вер}}\right), \qquad (8.8)$$

где $\ell_{вер}$ - длина вертикальных электродов, м (принимаем равным $\ell_{вер}$=3м);

d - диаметр вертикальных электродов, м (принимаем равным d = 0,016 м;

t - глубина заложения вертикальных электродов, м (принимаем равным t = 2,2 м).

тогда

$$R_{во}=\frac{150}{2\cdot 3,14\cdot 3}\left(\ln\frac{2\cdot 3}{16\cdot 10^{-3}}+\frac{1}{2}\ln\frac{4\cdot 2,2+3}{4\cdot 2,2-3}\right)=52,8 \text{ Ом}.$$

Определим примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{и.в}=0,6$.

$$N=\frac{52,8}{0,6\cdot 0,5}=180$$

Определим сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя.

Для выравнивания потенциалов по всей площади подстанции выполняется уравнительный контур из стальных полос сечением 40х4 мм^2, прокладываемый на глубине 0,7 м от поверхности земли.

Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов, выполненных из полосовой стали:

$$R_{рас.\ гор}=\frac{\rho_{рас.\ гор}}{k_{исп.\ гор.}\cdot 2p\cdot l_{гор}}\cdot\ln\frac{2l_{гор}^2}{b\cdot t}, \qquad (8.9)$$

где $\ell_{гор}$ - длина горизонтальных электродов, м (принимаем равным $\ell_{гор}=60$ м);

b - площадь горизонтальных электродов, мм^2 (принимаем равным b=32 мм^2);

Глубину заложения вертикальных электродов принимаем равным t=0,7.

коэффициенты использования горизонтальных соединительных электродов $k_{исп.\ гор.}=0,36$

$$R_{рас.\ гор}=\frac{350}{0,36\cdot 2\cdot 3,14\cdot 60}\cdot\ln\frac{2\cdot 60^2}{32\cdot 10^{-3}\cdot 0,7}=32,58 \text{ Ом}.$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных заземлителей:

$$R_в=\frac{R_{рг}\cdot R_и}{R_{рг}-R_и}=\frac{32,58\cdot 0,5}{32,58-0,5}=0,5 \text{ Ом}.$$

Определяем окончательное число вертикальных электродов:

$$N=\frac{52,8}{0,64\cdot 0,5}=165.$$

Таким образом, заземляющее устройство подстанции состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальный заземлитель прокладывается на расстояние 0,8 – 1 м от фундаментов или оснований оборудования. Заземляющие стержни ввинчиваются в грунт по внешнему контуру заземляющего устройства с расстоянием между стержнями 4 м.

Защитное заземление подстанции удовлетворяет требованиям рабочих заземлений и заземлений средств грозозащиты. Однако, при присоединении средств грозозащиты к защитным заземлениям подстанции необходимо учитывать их особенности.

Защитные и рабочие заземлители отводят в землю ток промышленной частоты и их сопротивление является стационарным, тогда как через средства грозозащиты проходит ток молнии, который имеет импульсную форму. При стекании с заземлителей больших токов молнии в землю вблизи поверхности электродов создаются очень высокие напряженности электрического поля, под воздействием которых пробивается слой земли, прилегающий к поверхности электрода. Вокруг электрода образуется проводящая зона искрения, которая как бы увеличивает поперечные размеры электрода и тем самым снижает его сопротивление. Однако, наибольший эффект снижения сопротивления за счет искрения имеет место только в том случае, когда электроды имеют небольшие размеры и их индуктивное сопротивление практически не влияет на процесс отвода тока в землю. Такие заземлители называются сосредоточенными.

Следовательно, на подстанции возле каждого молниеотвода устанавливается по три стержня, а у каждого ОПНа (ограничителя перенапряжения)– по одному стержню.

К заземляющим устройствам ОРУ присоединены заземляющие тросы ЛЭП и все естественные заземлители подстанции.

8.3 Молниезащита

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории: ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, ЗРУ, здания и маслохозяйства.

ОРУ подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, дешевле отдельно стоящих молниеотводов, так как требуют меньше металла на изготовление. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используется их защитная зона. Но при поражении портального молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале значительно возрастает напряжение. Это напряжение может оказаться достаточным, чтобы вызвать «обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции.

Данная подстанция 110/10 кВ защищена четырьмя стержневыми молниеотводами М1; М2; М3 и М4.

Активная высота молниеотвода определяется:

$$h_a \geq \frac{Д}{8} \cdot p; \qquad (8.10)$$

где h_a – активная высота молниеотвода;

Д=59 м – большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах. p =1 при $h \leq 30$ м.

Полная высота молниеотвода определяется:

$$h = h_a + h_x, \qquad (8.11)$$

где h_x – высота защищаемого объекта;

h_{x1}=11,35 м;

h_{x2}=5,5 м.

$$h_a \geq \frac{59}{8} \cdot 1 = 7{,}375 \text{ м.}$$

Принимаю 8,5 м.

$$h = 11{,}35 + 8{,}5 = 19{,}85 \text{ м.}$$

Принимаю 20 м.

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h < 150 м представляет собой конус с высотой:

$$h_0 = 0{,}85h;$$

$$h_0=0,85\cdot20=17 \text{ м};$$

и радиусами на уровне земли и уровне защищаемого оборудования:

$$r_0=(1,1-0,002h)h;$$

$$r_x=(1,1-0,002h)\left(h-\frac{h_x}{0,85}\right);$$

$$r_0=(1,1-0,002\cdot20)20=21,2 \text{ м};$$

$$r_{x1}=(1,1-0,002\cdot20)\left(20-\frac{11,35}{0,85}\right)=7,04 \text{ м};$$

$$r_{x2}=(1,1-0,002\cdot20)\left(20-\frac{5,5}{0,85}\right)=14,3 \text{ м};$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии $h<L_1<3h$ ($20<L_1=53<3\cdot20=60$) образуют общую зону защиты. Зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии; наинизшая точка этого гребня имеет высоту:

$$h_c=h_0-\left(0,17+3\cdot10^{-4}h\right)(L_1-h);$$

$$r_{cx}=\frac{r_0(h_c-h_x)}{h_c};$$

$$r_c=r_0;$$

$$h_c=17-\left(0,17+3\cdot10^{-4}\cdot20\right)(53-20)=11,72 \text{ м};$$

$$r_{cx1}=\frac{21,2(11,72-11,35)}{11,72}=0,67 \text{ м};$$

$$r_{cx2}=\frac{21,2(11,72-6)}{11,72}=10,3 \text{ м};$$

$$r_c=21,2 \text{ м};$$

$$h<L_1<3h;$$

$$20<L_1=26<3\cdot20=60;$$

$$h_c=17-\left(0,17+3\cdot10^{-4}\cdot20\right)(26-20)=15,9 \text{ м};$$

$$r_{cx1}=\frac{21,2(15,9-11,35)}{15,9}=6 \text{ м};$$

$$r_{cx2}=\frac{21,2(15,9-6)}{15,9}=16,2 \text{ м}.$$

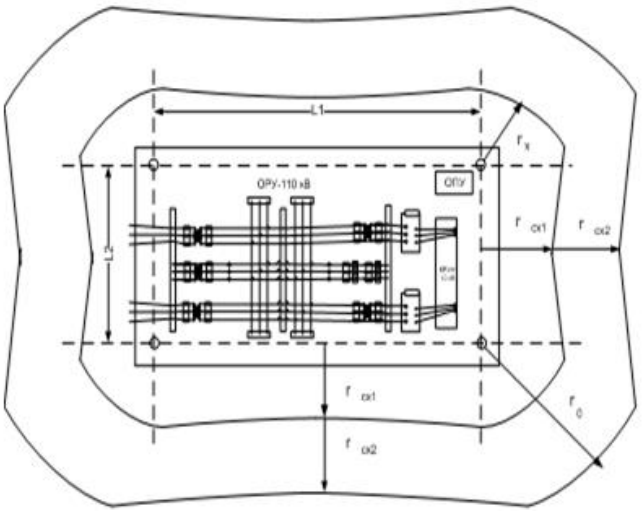


Рисунок 8.1 Схема молниезащиты подстанции 110/10 кВ

Заключение

В результате работы спроектирована понизительная подстанция 110/10 кВ для электроснабжения потребителей нового района города Алматы.

В результате проведенных расчетов принята схема с одним рабочим секционным выключателем система шин.

В ходе проекта был произведён выбор силовых трансформаторов, технико-экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов, высоковольтных аппаратов, токоведущих частей и другого оборудования подстанции; расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Все электрические устанавливаемые аппараты проверены по условиям термической и электродинамической стойкости. При этом электрические аппараты в системе электроснабжения надежно работают как в нормальном длительном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, простоты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации.

Так как надёжная работа электроустановок немыслима без развитой энергетической системы, то имеет место правильное выполнение и настройка релейной защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому в работе произведён выбор релейной защиты и автоматики на микропроцессорных устройствах, что дает возможность повысить чувствительность защит и значительно уменьшить время их срабатывания, что в совокупности с высокой надежностью позволяет существенно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении.

Таким образом, ПС 110/10 кВ «Новая» отвечает всем требованиям, предъявляемым техническим заданием на проектирование.

Список использованных источников

1. Гайсаров Р.В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск, 2002.

2. ГОСТ Р 52735–2007 – «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ».

3. ГОСТ Р 52736–2007 – «Методы расчета электродинамического и термического действия короткого замыкания».

4. Дугогасящие реакторы 6–35 кВ. Техническая информация от компании ООО «Энерган». г. Санкт-Петербург. 1987

5. Злобина И.Г., Казакова Е.Ю., Шестакова Л.А. – Электрические станции и подстанции: Учебное пособие к выполнению курсового проекта. – ЧГУ, Чебоксары, 2008

6. Иванов А.В., Колчин Т.В. – Методическое пособие по расчету систем оперативного тока, собственных нужд, заземляющих устройств и молниезащиты подстанций 35 кВ и выше. – Н. Новгород. 1991

7. Костин В.Н. – Электропитающие системы и электрические сети. Учебно-методический комплекс: Учебное пособие. – Санкт-Петербург. 2001

8. Кушкова Е.И – Расчет заземляющих устройств в установках с эффективно-заземленной нейтралью.: Методические указания к курсовому и дипломному проектированию. – ВятГТУ, Киров, 2000

9. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты. Учебное пособие. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 56 с. Ч. 1.

10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989.

11. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007 – 29.240.10.028–2009).

12. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» от приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 04.08.2010 г. №110 п. 8.

13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

14. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003

15. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования:Р248. Учеб. Пособие для студ. высш. учеб. Заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А., Старшинов и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – М.; Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.

16. Руководство по эксплуатации: Шкаф микропроцессорной защиты и автоматики трансформатора 110–220 кВ типа «Бреслер ШТ. 2108».

17. Руководство пользователю компании АВВ – Кабельные системы с

изоляцией из сшитого полиэтилена.

18. Синягин Н.Н. – Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

19. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ. Типовые решения – Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» 2007

20. Техническая политика ОАО «МРСК Центра» от приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.10.2006 г. №270 р/293 р.

21. Файбисович Д.Л. - Справочник по проектированию электрических сетей: 3-е издание. - М, изд-во НЦ ЭНАС, 2009. - 392 с.