Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение ПС-95/6 "Бериктас" Жамбылских электрических сетей АО "АЖК"

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Аязбай Ш.П. ЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель к.т.н., доцент Чибеткулов Е.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:

к.э.н., доцент Валиева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «09» июня 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

д.т.н. Джебаев М.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «31» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. пр. Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «15» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(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 Электроэнергетический
Специальность 5В071800
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ажбай Шакарим Талгатович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расширение ПС-35 А "Берикгас" Жамбылских электрических сетей ЮО "АЖК"

утверждена приказом ректора № ___ от «___» октября 20___ г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Электрические нагрузки по ТЭП
2. Карты-схемы местности
3. Параметры заземляющих устройств

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

Расчёт электрических нагрузок
Выбор типа и мощности трансформаторов
Расчёт короткого замыкания
Безопасность жизнедеятельности
Технико-экономический расчёт

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Действующая схема подстанции
2. Электрические нагрузки подстанции
3. однолинейная схема подстанции
4. Расчёт токов короткого замыкания
5. Схема релейной защиты
6. Схема заземления
7. Технико-экономические показатели

Рекомендуемая основная литература

1. Идельчик В.И. - Электрические сети и системы Учебник для вузов 1989
2. Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией С.С. Рокотян 1985
3. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций 1989. - 608с
4. Гольцова Л.Д. Козулин В.С. Электроснабжение станций и подстанций 1987. - 648с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Валиева Л.Ш.	19.04-09.06.16	
БЖД	Юсебаев М.Х.	19.05.-31.05.16.	
Нормоконтроль	Соколова И.С.	15.06.16.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сбор материалов		
2	Анализ жилищных электрических сетей		
3	Сбор электрических нагрузок		
4	Расчёт токов короткого замыкания		
5	Безопасность жизнедеятельности		
6	Экономическая часть		

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аңдатпа

Қарастырылып отырған дипломдық жобада Алматы облысы Жамбыл ауданында орналасқан кернеуі 110/35/10 кВ ПС 95А «Бериктас» трансформатолық қосалқы станциясының кеңейту мүмкіншілігі қарастырылған. Қысқа тұйықталу токтарын есептеу арқасында жүктеменің келешекте өсуіне байланысты коммутациялық жабдықтары таңдалды. Қосалқы станцияға релелік қорғаныс және автоматика жасауға ұсыныстар берілді. Қаупсыздык тіршілік әрекеті мен еңбекті қорғау сұрақтары қарастырылған. Күштік трансформаторды таңдау үшін екі вариантты техникалық-экономикалық негіздеуі өткізелген және ең тиімді вариант таңдалған.

Аннотация

В данном дипломном проекте рассмотрена возможность расширения трансформаторной подстанции ПС 95А «Бериктас» напряжением 110/35/10 кВ, которая находится в Жамбылском районе Алматинской области. Проведен расчет токов короткого замыкания и выбрано коммутационное оборудование с учетом перспективных нагрузок. Даны рекомендации по релейной защите и автоматике на подстанции. Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда. Проведено технико-экономическое сравнение 2-х вариантов выбора силовых трансформаторов и определен наиболее целесообразный вариант.

Annotation

In this thesis project examined the possibility of extending the transformer substation 95A "Beriktas" 110/35/10 kV voltage, which is located in Zhambyl district of Almaty region. The calculation of short circuit currents and switching equipment is selected based on prospective loadings. Recommendations for relay protection and automation at the substation. The problems of life safety and labor protection. A techno-economic comparison of 2 choices of power transformers and determined the most appropriate option.

Содержание

Введение 7
1 Краткая характеристика подстанции ПС №95А «Бериктас» 8
2 Выбор силовых трансформаторов 10
2.1 Расчет электрических нагрузок 10
2.2 Выбор оптимального напряжения 13
2.3 Выбор числа и мощности трансформатора 14
2.4 Выбор варианта схемы внешнего электроснабжения 16
3 Расчет токов короткого замыкания 19
3.1 Выбор базисных величин и составление схемы замещения 19
3.2 Определение сопротивлений элементов схемы замещения 21
4 Выбор токоведущих частей и оборудования подстанции 29
4.1 Выбор сечения сборных шин и токопроводов 30
4.2 Расчет и выбор изоляторов 36
4.3 Выбор выключателей 38
4.4 Выбор разъединителей 39
4.5 Выбор разрядников 40
4.6 Выбор трансформаторов тока 40
4.7 Выбор трансформаторов напряжения 45
5 Релейная защита и автоматика 48
5.1 Защита трансформаторов 48
6 Безопасность жизнедеятельности 59
6.1 Анализ условий труда 59
6.2 Ограждение токоведущих частей 60
6.3 Расчет заземляющего устройства 61
6.4 Автоматическое пожаротушение 65
7 Экономическая часть 70
7.1 Технико-экономическое обоснование расчета подстанции 70
7.2 Сравнение эффективности вариантов для выбора трансформаторов 70
7.3 Определение экономически целесообразного режима работы трансформаторов 71
7.4 Определение наиболее целесообразного варианта установки трансформаторов 75
Заключение 79
Список используемой литературы 80

Введение

Развитие энергетики и электрификации в общем виде отражает технико-экономический потенциал любой страны. Отсюда следует необходимость опережающих темпов роста производства электроэнергии, для более динамичного и стабильного роста экономики Казахстана.

Производство электроэнергии осуществляется на электрических станциях, на основе использования различных природных энергоресурсов: уголь, газ, мазут, ядерное топливо, энергия воды и ветра и так далее.

Из-за большой разбросанности населенных пунктов, сельскохозяйственных объектов производства для Казахстана особую актуальность приобретает передача электроэнергии на большие расстояния и ее последующее распределение. Электрические сети, как раз и, служат для передачи электроэнергии от места ее производства к местам потребления и распределения ее между потребителями. Электрическими сетями называются части электрической системы, состоящие из подстанций, кабельных и воздушных линий разных напряжений.

Передача больших количеств электрической энергии на значительные расстояния возможна и экономически целесообразна только по линиям передачи высокого напряжения. С этой целью энергия преобразуется в энергию высокого напряжения при помощи трансформаторов. Подстанции, на которых производится эта трансформация, называются повысительными трансформаторными подстанциями. Приемные же подстанции, преобразующие энергию с напряжения, при котором она передавалась по линиям передачи, до напряжения присоединенной к подстанции распределительной сети, называют понизительными трансформаторными подстанциями. Электрические сети, охватывающие большие районы и связывающие электростанции энергетической системы между собой и с центрами нагрузок, сооружаются на напряжения 110 кВ и выше. Районные сети, охватывающие небольшие районы и связывающие поселковые понизительные подстанции между собой, сооружаются на напряжение 35 кВ. Они образуют, как правило, замкнутые контуры, к которым присоединяются понизительные подстанции [1,2,3].

Главным этапом в проектировании подстанции является расчет электрических нагрузок потребителей, определение значений токов КЗ, выбор основного электрооборудования по токам нормального и аварийного режимов. Для безаварийной работы дорогостоящего оборудования требуется применение надежных средств релейной защиты, заземления и молниезащиты. Необходимо также учитывать требования к экономичности выбранных аппаратов, предвидеть возможный ущерб экологии в районе сооружения подстанции, применять методы защиты обслуживающего персонала от опасных и вредных факторов.

1 Краткая характеристика подстанции ПС №95А «Бериктас»

Трансформаторная подстанция ПС №95А «Бериктас» находится недалеко от районного центра Узун-Агач. Климат в районе достаточно умеренный: в летнее время средняя температура воздуха достигает + 22 ^{o} С, а в зимнее время - 6 ^{o} С. Рельеф местности равнинный. Развита сеть шоссейных дорог, связывающая с г. Алматы и с другими населенными пунктами. По территории рассматриваемой местности проходят ВЛ-110 и ВЛ-35 кВ. Количество грозовых дней составляет примерно- 20 дней. Гололедные явления имеют место в осенне-зимние дни. Средняя толщина стенки гололеда в = 5 мм, средняя скорость ветра υ = 21м/сек. Основной вид почвы – суглинок.

Понизительная трансформаторная подстанция 110/35/10кВ «Бериктас» расположена в западной части поселка Бериктас Жамбылского района Алматинской области. Электрическая схема рассматриваемого участка сети представлена на рисунке 1.1.

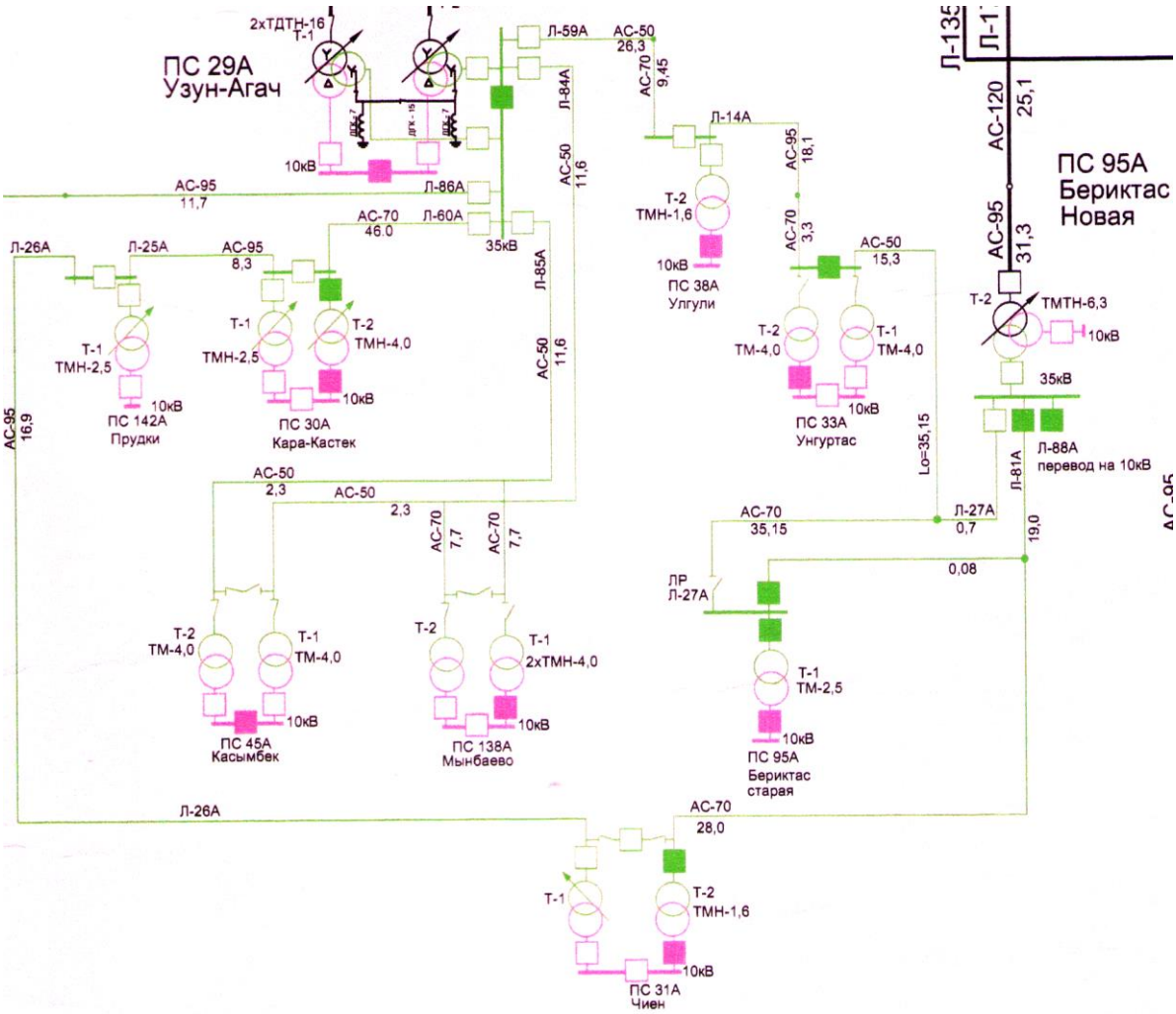


Рисунок 1.1 - Электрическая схема участка сети с ПС 95А «Бериктас»

Для данной подстанции возможны два варианта запитки на напряжении 110кВ: от подстанции ПС 140А «Кара-Кастек» и от подстанции ПС 115А «Куртинская». Потребители поселка «Бериктас» питаются от проектируемой подстанции на напряжении 10 кВ. На напряжении 35 кВ запитываются следующие подстанции 35/10кВ: «Унгуртас», «Улгули», «Чиен», «Аккайнар», «Кара-Кастек», «Касымбек», «Мынбаево». Питание они получают по воздушным ЛЭП, а именно «Бериктас - Унгуртас», «Бериктас - Мынбаево», «Унгуртас-Улгули», «Унгуртас - Кара-Кастек», «Унгуртас - Аккайнар», «Кара-Кастек - Касымбек», «Улгули - Чиен» общей протяженностью 150,6 км. Подстанция 110/35/10кВ «Бериктас», также как, подстанции Жамбылского района электросетей такие как, «Узун-Агач», «Куртинская», являются крупными узловыми подстанциями. Совместно они запитывают все подстанции 35/10 кВ данного электросетевого района, причем вся сеть 35кВ закольцована, поэтому возможны другие режимы работы сети 35кВ, например запитка всего Жамбылского узла подстанций от подстанции «Узун-Агач».

В связи с таким развитием распределительных сетей и повышением требований в отношении надежности электроснабжения потребителей, приобретают большое значение вопросы уточнения имеющейся и перспективной мощностей узловой подстанции ПС 95А «Бериктас».

Недостатками существующей электрической схемы ПС №95А 110/35/10 кВ «Бериктас» являются:

- на подстанция установлен только один трансформатор, что не обеспечивает надежность электроснабжения участка сети;
- распределительные сети напряжением 35 и 10 кВ, построенные примерно 40 лет назад имеют малую пропускную способность и не обеспечивают нормативного отклонения напряжения;
- на распределительных устройствах (РУ) подстанции используются старые оборудования (в частности масляные выключатели на 10 кВ), снижающие надежность электроснабжения.

В связи с изложенным в рассматриваемом проекте будут решаться следующие вопросы:

- установка дополнительного силового трансформатора;
- замена проводов на отдельных участках ВЛ-10 кВ;
- разработка схем релей защиты ПС 35/10 кВ;
- установка вакуумных выключателей на РУ-10 кВ.

2 Выбор силовых трансформаторов

2.1 Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. При проектировании системы электроснабжения или анализе режимов ее работы потребители электроэнергии рассматривают в качестве нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование систем электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии.

Определение расчетных нагрузок произведем с помощью метода по установленной мощности и коэффициенту спроса. Принимаем, что параметры установленных мощностей приемников электроэнергии являются достаточно достоверной исходной величиной для расчета электрических нагрузок.

Расчетная нагрузка для группы однородных по режиму работы приемников определяются из следующих выражений [4]:

$$P_р = k_с \cdot P_н \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_р = P_р \cdot tg\varphi \text{ кВар}, \quad (2.2)$$

$$S_р = \sqrt{P_р^2 + Q_р^2} \text{ кВА}, \quad (2.3)$$

где $k_с$ – коэффициент спроса данной характерной группы приемников, принимаемый по справочным материалам;

$tg\varphi$ - соответствует характерному для данной группы приемников $cos\varphi$;

$P_н$ – номинальная активная мощность, кВт;

$S_р$ – расчетная полная мощность, кВА;

$Q_р$ – расчетная реактивная мощность, кВар.

Расчетная нагрузка узла системы электроснабжения, в данном случае КТП, определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп электроприемников с учетом коэффициента разновременности максимумов нагрузки [4]:

$$S_р = \sqrt{(\sum P_р)^2 + (\sum Q_р)^2} \cdot k_{рм} \text{ кВА}, \quad (2.4)$$

где $(\Sigma P_р)$ и $(\Sigma Q_р)$ – соответственно суммы расчетных активной и реактивной нагрузок;

$k_{рм}$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузок отдельных групп электроприемников, $k_{рм} = 0,95$.

Производим расчет нагрузки на 10 кВ, учитывая, что КТП получают питание воздушными линиями от фидеров подстанции «Бериктас». Сначала определим нагрузку КТП -1 фидера №1:

$$P_р = 0,75 \cdot 136 = 102 \text{ кВт},$$

$$Q_р = 102 \cdot 0,62 = 63,24 \text{ кВар},$$

$$S_р = \sqrt{102^2 + 63,24^2} = 120 \text{ кВА}.$$

Определим суммарную максимальную активную, реактивную и полную мощность фидера №1 подстанции, а также $\cos_\Sigma\varphi$, $tg_\Sigma\varphi$, $k_{\Sigma c}$ фидера №1 подстанции по формулам:

$$P_{м\Sigma}=\sum \cdot P_{мi}, \text{ кВт}, \quad (2.5)$$

$$Q_{м\Sigma}=\sum \cdot Q_{мi}, \text{ кВар}, \quad (2.6)$$

$$S_{м\Sigma} = \sqrt{P_{м\Sigma}^2 + Q_{м\Sigma}^2}, \text{ кВА}, \quad (2.7)$$

$$\cos_\Sigma \varphi = \frac{P_{м\Sigma}}{S_{м\Sigma}}, \quad (2.8)$$

$$tg_\Sigma\varphi = tg(\arccos(\cos_\Sigma\varphi)), \quad (2.9)$$

$$k_{\Sigma c} = \frac{P_{м\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}, \quad (2.10)$$

где $P_{м\Sigma}$ – суммарная максимальная активная мощность потребителя, кВт;

$Q_{v\Sigma}$ – суммарная максимальная реактивная мощность потребителя, кВар;

$S_{м\Sigma}$ – суммарная максимальная полная мощность отходящего фидера, кВА;

$P_{ном\Sigma}$ – суммарная номинальная активная мощность отходящего фидера, кВт;

$\cos_\Sigma\varphi$ – $\cos\varphi$ отходящего фидера;

$tg_{\Sigma}\varphi$ – tgφ отходящего фидера;
$k_{\Sigma c}$ – коэффициент спроса отходящего фидера.

Определяем далее суммарные мощности, коэффициенты активной и реактивной мощности, а также коэффициент спроса отходящего фидера:

$$P_{p\Sigma} = 102 + 224 + 140 + 292{,}5 + 89{,}6 + 122{,}5 + 104{,}32 + 148{,}75 + 56 + 52 + \\ + 148{,}75 + 61{,}6 = 1542{,}02 \text{кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = 63{,}24 + 168 + 105 + 257{,}4 + 91{,}392 + 124{,}95 + 78{,}24 + 92{,}225 + 57{,}12 + 39 + \\ + 92{,}225 + 62{,}832 = 1231{,}624 \text{кВар};$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{1542{,}02^2 + 1231{,}624^2} = 1981{,}4 \text{ кВА}.$$

Определяем суммированием расчетных нагрузок отдельных групп электроприемников, с учетом коэффициента разновременности максимумов нагрузки:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{3238{,}36^2 + 2686{,}466^2} \cdot 0{,}95 = 4016{,}79 \text{ кВА}.$$

Все данные расчета электрических нагрузок по установленной мощности сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Электрические нагрузки подстанции

Номер потребителей	$P_н$, кВт	k_c	cosφ	tgφ	$P_р$, кВт	$Q_р$,Вар	$S_р$,кВА
КТП -1	136	0,75	0,85	0,62	102	63,24	120
КТП-2	280	0,8	0,8	0,75	224	168	280
КТП-3	200	0,7	0,8	0,75	140	105	175
КТП -4	487,5	0,6	0,75	0,88	292,5	257,4	390
КТП -5	112	0,8	0,7	1,02	89,6	91,392	128
КТП -6	175	0,7	0,7	1,02	122,5	124,95	175
КТП-7	130,4	0,8	0,8	0,75	104,32	78,24	130,4
КТП -8	212,5	0,7	0,85	0,62	148,75	92,225	175
КТП -9	112	0,5	0,7	1,02	56	57,12	80
КТП -10	80	0,65	0,8	0,75	52	39	65
КТП-11	212,5	0,7	0,85	0,62	148,75	92,225	175
КТП-12	112	0,55	0,7	1,02	61,6	62,832	88
Всего по фидеру №1	2249,9	0,685	0,778	0,799	1542,02	1231,624	1981,4
КТП-1	44,1	0,5	0,7	1,02	22,05	22,491	31,5
КТП-2	320	0,5	0,8	0,75	160	120	200
КТП-3	85	0,8	0,85	0,62	68	42,16	80
КТП-4	75	0,55	0,75	0,882	41,25	36,383	55

Продолжение таблицы 2.1							
КТП-5	37,8	0,3	0,6	1,33	11,34	15,12	18,9
Всего по фидеру №2	561,9	0,539	0,785	0,78	302,64	236,154	385,4
КТП-1	175	0,55	0,7	1,02	96,25	98,175	137,5
КТП-2	212,5	0,7	0,85	0,62	148,75	92,225	175
КТП-3	200	0,5	0,8	0,75	100	75	125
КТП-4	120	0,55	0,75	0,882	66	58,212	88
КТП -5	200	0,6	0,8	0,75	120	90	150
КТП-6	47,25	0,8	0,75	0,882	37,8	33,34	50,4
Всего по фидеру №3	954,75	0,596	0,784	0,786	568,8	446,952	725,9
КТП-1	328	0,85	0,8	0,75	278,8	209,1	348,5
КТП-2	175	0,54	0,7	1,02	94,5	96,39	135
КТП-3	128	0,45	0,8	0,75	57,6	43,2	72
КТП-4	96	0,6	0,6	1,33	57,6	76,8	96
КТП-5	175	0,4	0,7	1,02	70	71,4	100
КТП-6	240	0,45	0,75	0,882	108	95,256	144
КТП-7	70	0,8	0,7	1,02	56	57,12	80
КТП-8	96	0,6	0,6	1,333	57,6	76,8	96
Всего по фидеру №4	1420	0,581	0,726	0,936	824,9	771,736	1135,5
Итого нагрузка на 10 кВ	5186,55	0,624	0,766	0,83	3238,36	2686,466	4228,2
Итого нагрузка 10 кВ с $k_{\Sigma} = 0,95$	5186,55	0,624	0,766	0,83	3238,36	2686,466	4016,79
ВЛ – 35 кВ							
ВЛ «Бериктас – Унгуртас»	2000	0,75	0,72	0,964	1500	1446	2083,487
ВЛ «Бериктас – Унгуртас» с $k_{\Sigma} = 0,95$	2000	0,75	0,72	0,964	1500	1446	1979,31
ВЛ «Бериктас – Мынбаево»	1500	0,75	0,7	1,02	1125	1147,5	1606,98
ВЛ «Бериктас – Мынбаево» с $k_{\Sigma} = 0,95$	1500	0,75	0,7	1,02	1125	1147,5	1526,631
Итого	8686,55	-	-	-	5863,36	5279,966	7522,731

2.2 Выбор оптимального напряжения

Выбор величины оптимального напряжения обычно тесно связан с выбором рациональной схемы внешнего электроснабжения. В системах

электроснабжения применяется трехфазный переменный ток напряжением 6; 10; 35; 110 и 220 кВ промышленной частоты (50 Гц).

Значение оптимального нестандартного напряжения определяется по формуле Никогосова С.Н.:

$$U=16\sqrt[4]{Pl}\text{ , кВ,} \qquad (2.11)$$

где P – передаваемая мощность, МВт;

l – расстояние, км.

Эта формула служит для предварительного выбора нестандартного напряжения электропередающих устройств, у которых произведение Pl колеблется в пределах 50 – 50000 МВт·км. Подстанция «Бериктас» связана двумя воздушными линиями электропередач с проводом типа АС-150/19 с подстанциями «Узун-Агач» и «Куртинская» длиной 36,1 км и 50,8 км соответственно, и значит:

$$U = 16\cdot\sqrt[4]{5{,}8634\cdot 36{,}1} = 61{,}03 \text{ кВ;}$$

$$U = 16\cdot\sqrt[4]{5{,}8634\cdot 50{,}8} = 66{,}47 \text{ кВ.}$$

Принимаем стандартное напряжение 110 кВ, так как при небольших преимуществах (10-15%) низшего напряжения предпочтение отдано более высоким напряжением требует меньшего расхода цветных металлов.

С применением схем глубокого ввода напряжение первых ступеней распределения электроэнергии возросло до 110 кВ. Более высокое номинальное напряжение и отсутствие промежуточных трансформаторов значительно сокращает потери электроэнергии в системе электроснабжения.

Широкому распространению напряжения 35 кВ для небольших по мощности предприятий способствует большой выбор мощностей трансформаторов, начиная от 100 кВА и кончая мощными трансформаторами до 16000 кВА.

2.3 Выбор числа и мощности трансформатора

При выборе трансформаторов являются надежность электроснабжения, расход цветного металла и требуемая трансформаторная мощность. Оптмальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов.

Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух стандартных мощностей основных трансформаторов (не считая вспомогательных) [2,3]. Это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных трансформаторов.

Желательно, где это осуществимо, установка трансформаторов одинаковой мощности.

Важной характеристикой силовых трансформаторов является их нагрузочная способность, представляющая собой совокупность допустимых нагрузок и перегрузок. Различают аварийные и систематические перегрузки трансформаторов. Аварийная перегрузка допускается в исключительных условиях (аварийных) в течение ограниченного времени, когда перерыв в электроснабжении потребителей недопустим, за счет неравномерности нагрузки его в течение суток (года).

В соответствии с ГОСТ 14209 – 85 и ГОСТ 11677 – 75 трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40 МВА и так далее.

Также следует учитывать загрузку каждого трансформатора на 65%-70% от номинальной мощности трансформатора. В случае аварийного выхода одного из трансформаторов оставшийся в работе должен обеспечить нормальную работу подстанции с учетом перегрузки на 40% на время максимумов общей суточной продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток [2]. Нормальным режимом работы трансформатора, при котором сохраняется и увеличивается срок действия его работы составляет 65%-70% от номинальной мощности. Так как на разрабатываемой подстанции имеются потребители II категории, поэтому мы устанавливаем два силовых трансформатора.

Выбор мощности трансформаторов подстанции производится на основании расчетной нагрузки потребителей в нормальном режиме работы. В послеаварийном режиме для электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора.

Номинальная мощность трансформатора определяется по условию:

$$S_{ном,тр} \geq \frac{S_{max}}{1,4}\ , \text{кВА}, \qquad (2.12)$$

где $S_{ном,тр}$- номинальная мощность трансформатора, кВА;
S_{max}- полная мощность потребителей, кВА.

По получившимся расчетным данным, мы принимаем что у нас в работе находятся оба трансформатора, тогда мощность трансформатора составит:

$$S_{ном,тр} \geq \frac{7522,731}{1,4} = 5373,379 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Предварительно принимаем мощность трансформатора из стандартного ряда, равную 6300кВА. Рассмотрим аварийный режим, когда из строя выходит один из трансформаторов, при этом рассчитаем по формуле

перегрузку трансформатора через который пойдет мощность второго трансформатора:

$$1{,}4S_{\text{ном.тр}} \geq S_{p\Sigma}, \qquad (2.13)$$

где $S_{P\Sigma}$ - суммарная полная нагрузка двух трансформаторов, кВА;

$$1{,}4 \cdot 6300 = 8820\text{кВА} > 7522{,}731\text{кВА}$$

Трансформатор удовлетворяет этому условию. Выбираются два трехфазных трехобмоточных трансформатора. Технические данные трансформатора приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Технические данные трансформатора

Тип трансформатора	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ			Напряжение КЗ $u_{кз}$, %			Потери, кВт		Ток холостого хода ΔI_X, %	Стоимость в тыс.тг
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	$\Delta P_К$	ΔP_X		
ТМТН-6300/110/35	115	38,5	11	10,5	17	6	52	12,5	1,1	6300

2.4 Выбор варианта схемы внешнего электроснабжения

Главная схема электрических соединений подстанции представляет собой совокупность основного электрооборудования, сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми соединениями. Такая схема для проектируемой подстанции приведена на рисунке 2.1.

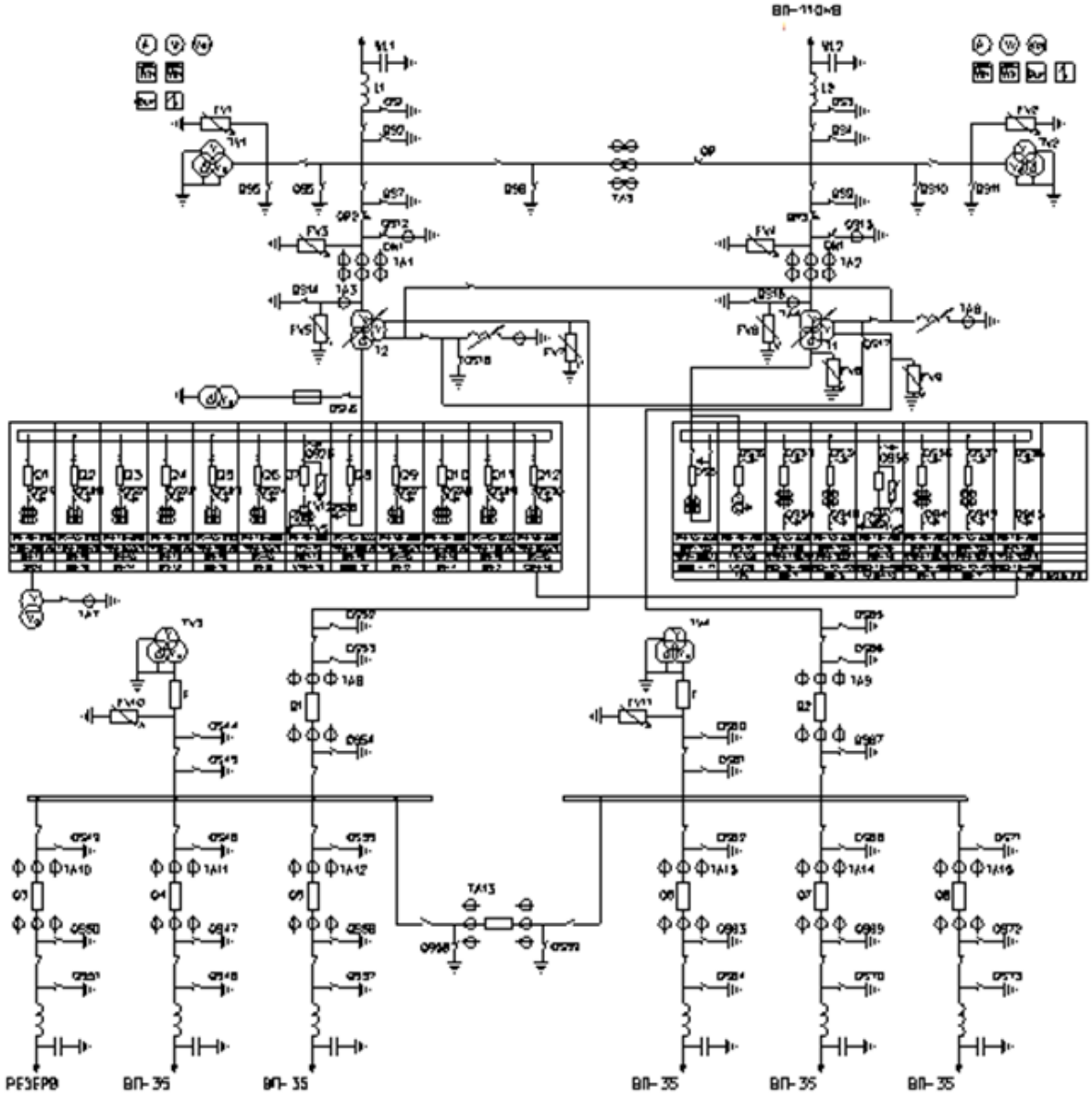


Рисунок 2.1 - Главная схема подстанции «Бериктас»

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

Схема подстанции выбирается с учетом схемы развития электрических сетей энергосистемы или схемы электроснабжения района. По способу присоединения к сети все подстанции можно разделить на тупиковые, ответвительные, проходные, узловые. Подстанция «Бериктас» с высокой стороны включается в рассечку одной линии с двусторонним питанием, то есть она является проходной подстанцией. На напряжении 110 кВ выбираем схему мостика с выключателем в перемычке, которая может быть применена так же и для ответвительных подстанций, питаемых по магистральным

линиям 110. Питание подстанции осуществляется линией 110кВ от подстанции 110/35/10 «Узун-Агач».

Со стороны высшего напряжения устанавливаются два воздушных выключателя, предназначенных для защиты и коммутации силовых трансформаторов, а также перемычка, состоящая из воздушного выключателя. Данная перемычка позволяет:

- присоединить оба трансформатора к одной линии, однако при таком режиме при повреждении одного из трансформаторов отключаются оба;
- сохранить в работе трансформатор при повреждении питающей его линии, переключив его на вторую линию.

Для ревизии одного из выключателей схемы предусматривается еще одна перемычка, состоящая из двух разъединителей.

На напряжение 35 и 10кВ выбираем односекционированную систему сборных шин. Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность. Однако схема обладает и рядом недостатков. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

В данной главе был произведен расчет электрической нагрузки потребителей. Произведен выбор оптимального напряжения для высокой стороны с учетом протяженности ЛЭП и величины найденной нагрузки. Была рассмотрена и выбрана схема внешнего электроснабжения, а также определены мощности силовых трансформаторов, с учетом их оптимальной загрузки и возможных аварийных перегрузок.

3 Расчет токов короткого замыкания

3.1 Выбор базисных величин и составление схемы замещения

Причиной нарушения нормального режима работы электрической сети является возникновение короткого замыкания (КЗ) вследствие повреждения изоляции электрооборудования или неправильных действий обслуживающего персонала. Отсюда возникает необходимость правильного определения токов КЗ и по ним осуществлять выбор электрооборудования, защитную аппаратуру и средств ограничения токов КЗ.

При расчете токов КЗ в нашем случае нам следует принять некоторые допущения:

- трехфазная система напряжений симметричная и неизменная величина, то есть отсутствует сдвиг, Э.Д.С. всех генераторов не изменяются;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитываются емкости элементов короткозамкнутой цепи включая воздушные и кабельные линии.

Для расчета токов КЗ составим схему замещения изображенную на рисунке 3.1 и 3.2.

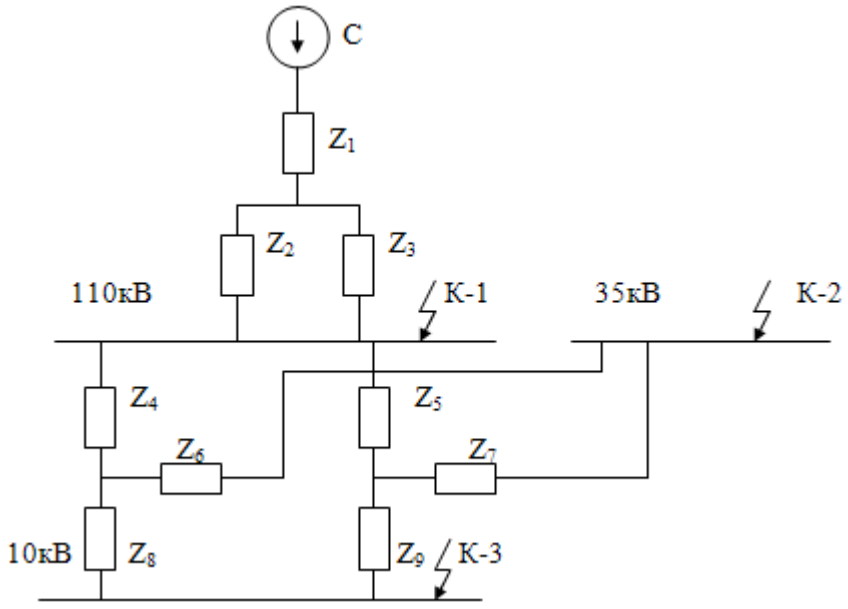


Рисунок 3.1 - Электрическая схема замещения подстанции «Бериктас» при параллельной работе трансформаторов

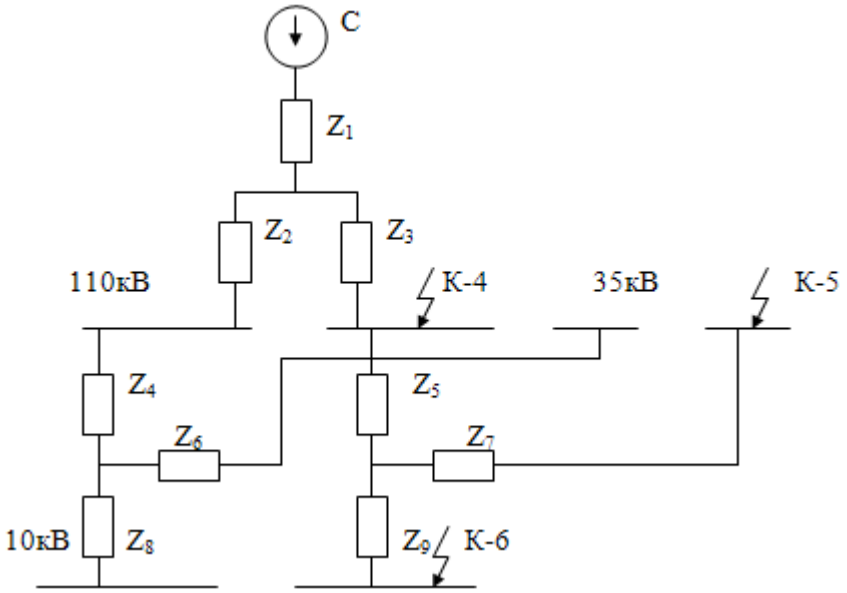


Рисунок 3.2 - Электрическая схема замещения подстанции «Бериктас» при раздельной работе трансформаторов

Расчет токов КЗ выполним в относительных единицах, при котором все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность и базисное напряжение. За базисную мощность принимают мощность одного трансформатора или условную единицу мощности. Базисная мощность выбирается исходя из максимального упрощения вычислений и принимает значение, как правило, 1000 или 100 МВА. Базисное напряжение для каждой ступени принимают на 5% выше номинального линейного напряжения сети.

В данном случае, принимаем значение базисной мощности $S_б$=1000 МВА, среднее значение базисного напряжения на высокой ступени $U_б$=115кВ, для средней $U_б$ = 37 кВ и для низкой $U_б$ =10,5 кВ.

Отсюда базисный ток определяется по формуле:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, кА, \qquad (3.1)$$

где $S_б$ - базисная мощность в относительных единицах, МВА;

$U_б$ - базисное напряжение в относительных единицах, кВ.

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5{,}02 кА,$$

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15{,}6 кА,$$

$$I_{б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 54{,}98 кА .$$

3.2 Определение сопротивлений элементов схемы замещения

Сопротивления системы определятся по формулам:

$$X_1 = X_{с,ном} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}}, \qquad (3.2)$$

где $X_{с,ном}$–реактивное сопротивление системы, равное $X_{с,max}$= 57,1Ом,

$X_{с,min}$=73,2Ом по данным группы режимов оперативно-диспетчерской службы АО «АЖК»;

$S_{б}$, $S_{ном}$ – базисная мощность и номинальная мощность системы равная 13400 МВА по данным группы режимов оперативно – диспетчерской службы АО «АЖК»;

$$R_1 = R_{с,ном} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном}}, \qquad (3.3)$$

где $R_{с,ном}$–активное сопротивление системы, равное $R_{с,max}$=35,4Ом,

$R_{с,min}$=38,3Ом по данным группы режимов оперативно - диспетчерской службы АО «АЖК».

Реактивное сопротивление воздушной линии, выполненной проводом АС-150 определяется по формуле:

$$X_2 = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2}, \qquad (3.4)$$

где X_2- реактивное сопротивление воздушной линии в относительных единицах;

$X_{уд}$- удельное сопротивление линии принимаем 0,4 Ом/км,[2];

$U_{б}$ – базисное напряжение, кВ;

$S_{б}$ – полная базисная мощность, МВА;

l- длина линии, определяемая из исходных данных, км.

Активное сопротивление воздушной линии определяется из формулы:

$$r_2 = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2}, \qquad (3.5)$$

где r_2 - относительное активное сопротивление линии;

$r_{уд}$ – удельное активное сопротивление, Ом/км;

Активное сопротивление следует учитывать только при несоблюдении условия:

$$r_{\Sigma} < \frac{x_{\Sigma}}{3}, \tag{3.6}$$

где r_{Σ} - суммарное относительное активное сопротивление до точки КЗ;

x_{Σ} - суммарное относительное реактивное сопротивление до точки КЗ.

Относительное напряжение КЗ трехобмоточных трансформаторов определяется по формулам:

$$u_{кВ} = 0{,}5 \cdot (u_{кВ-Н} + u_{кВ-С} - u_{кС-Н}),\%, \tag{3.7}$$

$$u_{кС} = 0{,}5 \cdot (u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}),\%, \tag{3.8}$$

$$u_{кН} = 0{,}5(u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}),\%, \tag{3.9}$$

где $u_{кВ\text{-}С}$, $u_{кВ\text{-}Н}$, $u_{кС\text{-}Н}$, - относительные напряжения КЗ для пары обмоток, %;

$u_{кВ}$, $u_{кС}$, $u_{кН}$, – напряжение КЗ для обмотки трансформатора, %.

Относительное реактивное сопротивление обмоток трансформаторов определяется по формуле:

$$X = \frac{u_к \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном}}, \tag{3.10}$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

$S_{ном}$ –номинальная мощность трансформатора, МВА.

Относительное активное сопротивление обмоток трансформаторов определяется по формуле:

$$R = \frac{P_к \cdot S_б}{10^3 \cdot S_н^2}, \tag{3.11}$$

где $P_к$ - потери КЗ, кВт;

$S_{ном}$ –номинальная мощность трансформатора, МВА.

Потери КЗ для разных обмоток найдем по формуле:

$$P_{кВ} = P_{кС} = P_{кН} = 0,5 \cdot P_к, кВт. \quad (3.12)$$

Полное сопротивление определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}, \quad (3.13)$$

где Z - полное относительное сопротивление;
X - относительное реактивное сопротивление;
R - относительное активное сопротивление.

Определим сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах:

$$X_{1,max} = 57,1 \cdot \frac{1000}{13400} = 4,261,\ X_{1,min} = 73,2 \cdot \frac{1000}{13400} = 5,463,$$

$$R_{1,max} = 35,4 \cdot \frac{1000}{13400} = 2,642,\ R_{1,min} = 38,3 \cdot \frac{1000}{13400} = 2,858,$$

$$Z_{1,max} = \sqrt{4,261^2 + 2,642^2} = 5,014,\ Z_{1,min} = \sqrt{5,463^2 + 2,858^2} = 6,165.$$

Тогда реактивное и активное сопротивление линии:

$$X_2 = X_3 = 0,4 \cdot 36,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,092,$$

$$R_2 = R_3 = 0,33 \cdot 36,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,901.$$

Полное сопротивление равно:

$$Z_2 = Z_3 = \sqrt{1,092^2 + 0,901^2} = 1,416.$$

Относительное напряжение КЗ трехобмоточных трансформаторов определяется:

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%,$$

$$u_{кС} = 0,5 \cdot (10,5 - 17 + 6) = 0\%,$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Относительное реактивное сопротивление обмоток трансформаторов определяется по формуле:

$$X_4 = X_5 = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 17,063,$$

$$X_6 = X_7 = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 0,$$

$$X_8 = X_9 = \frac{6,25 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 9,921.$$

Потери КЗ для обмоток будут равны:

$$P_{кВ} = P_{кС} = P_{кН} = 0,5 \cdot 52 = 26 кВт.$$

Относительное активное сопротивление обмоток трансформаторов определяется по формуле:

$$R_В = R_С = R_Н = \frac{26 \cdot 1000}{10^3 \cdot 6,3^2} = 0,655.$$

Полное сопротивление для цепей трансформатора:

$$Z_4 = Z_5 = \sqrt{17,064^2 + 0,655^2} = 17,077,$$

$$Z_6 = Z_7 = \sqrt{0^2 + 0,655^2} = 0,655,$$

$$Z_8 = Z_9 = \sqrt{9,921^2 + 0,655^2} = 9,943.$$

Суммарное реактивное сопротивление в максимальном и минимальном режиме, до точки К1, находится по формуле:

$$X_{К1,max} = X_{1,max} + X_2 // X_3 = 4,261 + \frac{1,092 \cdot 1,092}{1,092 + 1,092} = 4,807,$$

$$X_{К1,min} = X_{1,min} + X_2 // X_3 = 5,463 + \frac{1,092 \cdot 1,092}{1,092 + 1,092} = 6,009.$$

Суммарное активное сопротивление в максимальном и минимальном режиме, до точки К1, находится по формуле:

$$R_{К1,max} = R_{1,max} + R_2 // R_3 = 2{,}642 + \frac{0{,}901 \cdot 0{,}901}{0{,}901 + 0{,}901} = 3{,}093,$$

$$R_{К1,min} = R_{1,min} + R_2 // R_3 = 2{,}858 + \frac{0{,}901 \cdot 0{,}901}{0{,}901 + 0{,}901} = 3{,}309.$$

Полное суммарное сопротивление в максимальном и минимальном режиме найдем, как:

$$Z_{К1,max} = \sqrt{X_{К1,max}^2 + R_{К1,max}^2} = \sqrt{4{,}807^2 + 3{,}093^2} = 5{,}716,$$

$$Z_{К1,min} = \sqrt{X_{К1,min}^2 + R_{К1,min}^2} = \sqrt{6{,}009^2 + 3{,}309^2} = 6{,}86.$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Сопротивление до точек короткого замыкания

№ точки к.з.	Режим	R_Σ	X_Σ	Z_Σ
К1	max	3,093	4,807	5,716
	min	3,309	6,009	6,86
К2	max	13,339	3,748	13,856
	min	14,541	3,964	15,072
К3	max	18,3	3,748	18,68
	min	19,5	3,964	19,9
К4	max	5,353	3,543	6,419
	min	6,555	3,759	7,556
К5	max	22,471	4,853	22,936
	min	23,619	5,069	24,157
К6	Max	32,338	4,853	32,7
	Min	33,54	5,069	33,921

Ток КЗ в начальный момент времени, определяется по формуле:

$$I_{п,0} = \frac{I_б}{Z_\Sigma}, кА, \qquad (3.14)$$

где Z_Σ - суммарное полное относительное сопротивление до точки короткого замыкания, отнесенное к базисной мощности;

$I_б$ – базисный ток, кА;

$I_{п,0}$ – ток короткого замыкания в начальный момент времени, кА.

Для точки К1:

$$I_{К1,max} = \frac{5,02}{5,716} = 0,878кА;\ I_{К1,min} = \frac{5,02}{6,86} = 0,732кА.$$

Расчеты для остальных точек ударного тока КЗ производится аналогично, поэтому результаты расчетов сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Расчет ударных токов КЗ

№ точки КЗ	Режим	$I_{п,о}$, кА	$T_а$, с	$К_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	max	0,878	0,005	1,135	1,41
	min	0,732	0,006	1,189	1,231
К2	max	1,126	0,011	1,414	1,592
	min	1,035	0,012	1,425	1,475
К3	max	2,944	0,016	1,526	4,493
	min	2,763	0,016	1,526	4,216
К4	max	0,782	0,0048	1,125	0,88
К4	min	0,664	0,0056	1,165	0,774
К5	max	0,68	0,0147	1,507	1,025
	min	0,646	0,0148	1,51	0,975
К6	max	1,682	0,021	1,624	2,732
	min	1,621	0,021	1,624	2,633

Наибольшее мгновенное значение тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot К_{уд}, кА, \qquad (3.15)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток, кА;

$I_{п,о}$ – ток КЗ в начальный момент времени, кА;

$К_{уд}$ – ударный коэффициент.

При вычислении токов КЗ в удаленных от генератора точках ударный коэффициент связан с апериодической составляющей тока КЗ $T_а$ по кривой зависимости $К_{уд}=f(T_а)$ или через соотношение:

$$К_{уд} = (1 + e^{\frac{-0.01}{T_а}}), \qquad (3.16)$$

где $T_а$ - апериодическая составляющая тока КЗ, с;

$К_{уд}$ - ударный коэффициент.

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по следующей формуле:

$$T_а = \frac{X_\Sigma}{314 \cdot R_\Sigma}, \qquad (3.17)$$

где X_Σ - реактивное сопротивление до точки КЗ;

R_Σ - активное сопротивление до точки КЗ.

Значение X_Σ и R_Σ берутся из таблицы 3.1.

Для точки К1:

$$T_{a,max} = \frac{4{,}807}{314 \cdot 3{,}093} = 0{,}005\text{с};\ K_{удmax} = (1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}005}}) = 1{,}135;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0{,}878 \cdot 1{,}135 = 1{,}41\text{кА}.$$

При непосредственной связи энергосистемы с точкой КЗ действующее значение полного тока КЗ от энергосистемы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным:

$$I_{п,\tau} = I_{п,0}\text{,кА}, \qquad (3.18)$$

где $I_{п,0}$ – периодический ток кз в начальный момент времени, кА [6,7].

Действующее значение полного тока КЗ для точки К1:

$$I_{п,\tau} = 0{,}878\text{кА}.$$

Расчетные данные для остальных точек сведем в таблицу 3.3.

Значение апериодической составляющей определяем по формуле:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{0{,}01}{T_а}}\text{,кА}, \qquad (4.19)$$

где $I_{п,0}$ – периодический ток КЗ в начальный момент времени, кА [4];

$T_а$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, с.

Значение апериодической составляющей для точки К-1:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot 0{,}878 \cdot e^{-\frac{0{,}01}{0{,}005}} = 0{,}168\text{кА}.$$

Расчетные данные для остальных точек сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Наибольшее действующее значение полного тока КЗ, мощности КЗ и теплового импульса тока КЗ

№ точки КЗ	Режим	$I_{п,т}$, кА	$I_{а,т}$, кА	$S_к$, МВА	$B_к$, кА^{2}с
К1	Max	0,878	0,168	174,89	0,119
	Min	0,732	0,196	145,8	0,084
К2	max	1,126	0,659	224,28	0,204
	min	1,035	0,622	206,16	0,174
К3	max	2,944	2,19	586,4	1,439
	min	2,763	2,055	550,35	1,267
К4	max	0,782	0,138	155,76	0,095
	min	0,664	0,155	132,26	0,069
К5	max	0,68	0,488	135,446	0,076
	min	0,646	0,466	128,674	0,069
К6	max	1,682	1,484	335,03	0,484
	min	1,621	1,426	322,88	0,449

Мощность КЗ для произвольного момента времени определяется по формуле:

$$S_К = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_к, МВА, \quad (4.20)$$

где $U_{ном}$- номинальное напряжение в системе, кВ.

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_К = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}878 = 174{,}89 МВ \cdot А.$$

Расчетные данные для остальных точек сведем в таблицу 3.3.
Тепловой импульс от действия токов КЗ определяется по формуле:

$$B_к = I_к^2 \cdot (T_а + t_{отк}), кА^2с, \quad (3.21)$$

где $t_{отк}$-время отключения, определяемое по формуле:

$$t_{отк}=t_{р.з.}+t_{с.в.}, с, \quad (3.22)$$

где $t_{р.з.}$-время действия основной релейной защиты данной цепи, с;
$t_{с.в.}$–полное время отключения выключателя, с.

Определяем тепловой импульс для точки К-1:

$$t_{отк}=0{,}05+0{,}1=0{,}15с;$$

$$B_к^с = 0{,}878^2 \cdot (0{,}005 + 0{,}15) = 0{,}119 кА^2 \cdot с.$$

4 Выбор токоведущих частей и оборудования подстанции

На подстанции с трехобмоточными трансформаторами, для цепей высшего и низшего напряжения номинальный ток определяется по формуле, А:

$$I_{ном} = \frac{0,7 \cdot S_{тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, А, \quad (4.1)$$

где $S_{тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

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

0,7 – оптимальная загрузка трансформаторов по [1].

Для присоединений со стороны среднего напряжения номинальные токи при двух установленных трансформаторах определяются по формуле, А:

$$I_{ном} = \frac{S_{нагр.}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, А, \quad (4.2)$$

где $S_{нагр.}$ – номинальная нагрузка на данном присоединение, МВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение присоединения, кВ [6].

При расчете токов в послеаварийном режиме нам следует учесть следующее: при выходе из строя одного из трансформаторов вся мощность пойдет через ремонтную перемычку на стороне ВН соответственно ток увеличится на величину мощности.

$$I_{max}=2 \cdot I_{ном}, А. \quad (4.3)$$

Номинальный и максимальный токи на стороне ВН будет равны:

$$I_{ном} = \frac{0,7 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 23,15А, \; I_{max} = 2 \cdot I_{ном} = 2 \cdot 23,15 = 46,29А.$$

Данные всех расчетов занесены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Номинальные и максимальные токи

Наименование присоединения	Максимальный ток присоединения I_{max}, А	Номинальный ток присоединения $I_{ном}$, А
Главный ввод 110кВ	46,293	23,146
Главный ввод 35кВ	57,833	28,917
Главный ввод 10кВ	484,974	242,487
ВЛ «Бериктас – Унгуртас»	32,65	16,325
ВЛ «Бериктас - Мынбаево»	25,183	12,591

4.1 Выбор сечения сборных шин и токопроводов

Выбор сечения гибких шин производятся с учетом: механической прочности проводов под электродинамическим действием токов КЗ; пропускной способности по нагреву в аварийном режиме работы; по условию коронирования; на термическую стойкость под действием токов КЗ.

Выбор сечения сборных шин 110кВ.

Сборные шины выбираем по максимальному току равному I_{max}=46,293А. Выбираем АС-70/11 с d=11мм, $I_{доп}$=265А>I_{max}=46,293А.

Проверка на термическую стойкость.

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C}, мм^2, \quad (4.4)$$

где С - функция, для алюминиевых шин равная 91 [7].

$F_{min} = \frac{\sqrt{0{,}119 \cdot 10^6}}{91} = 3{,}79 мм^2$, что меньше F=70мм^2, значит шины термически стойкие.

Проверка по условиям короны.

Принимаем расположение проводов горизонтальное с расстоянием между фазами D=1,5 м, радиус провода равен $r_0 = \frac{d}{2} = \frac{1{,}1}{2} = 0{,}55 см.$

Расчетное расстояние между фазами найдем по формуле, см:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{2} \cdot D, см, \quad (4.5)$$

где D – расстояние между фазами, см [7,8].

Подставляя числовые значения находим:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{2} \cdot 150 = 189 см.$$

Найдем начальную критическую напряженность поля по формуле:

$$E_o = 30{,}3 \cdot m \cdot (1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_0}}), кВ/см, \quad (4.6)$$

где m-коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, для многопроволочных проводов равен 0,82 [7].

$$E_o = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot (1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{0{,}55}}) = 34{,}863 кВ/см.$$

Найдем напряженность около поверхности провода.

$$E = \frac{0{,}354 \cdot U_{ср}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_0}}, кВ/см, \quad (4.7)$$

где $U_{см}$ – среднее напряжение для данного присоединения, кВ;

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0{,}354 \cdot 115}{0{,}55 \cdot \lg \frac{189}{0{,}55}} = 29{,}186 кВ/см.$$

Так как

$$1{,}07 \cdot E = 1{,}07 \cdot 29{,}186 = 31{,}229 кВ/см < 0{,}9 \cdot E_0 = 0{,}9 \cdot 34{,}863 = 31{,}377 кВ/см,$$

то коронирования не будет.

На динамическое воздействие не проверяем, так как мощность короткого замыкания меньше 4000МВА [1].

Выбор сечения токопровода 110кВ.

Гибкие шины, выполненные проводом АС в ОРУ 110 кВ и выше в общем случае должны выбираться по экономической плотности тока и проверяться на соответствие: по механической прочности проводов под электродинамическим действием токов КЗ; пропускной способности по нагреву в аварийном режиме работы; по условию коронирования; на термическую стойкость под действием токов КЗ.

Сечения токопровода по экономической плотности тока определяется по формуле, А/мм^2:

$$S_{эк} = \frac{I_{норм}}{j_{ЭК}}, мм^2, \quad (4.8)$$

где $I_{норм}$ - нормальный длительный рабочий ток, А;

$j_{эк}$- экономическая плотность тока, определяемая из ПУЭ, А/мм^2.

$$S_{эк} = \frac{23{,}146}{1} = 23{,}146 мм^2.$$

На основании расчета и учетом рекомендации ПУЭ выбираем сечение провода АС-70/11, с длительно допустимым током $I_{доп}$=265А, с диаметром d=6,9мм.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{max}, А.$$

Полученный результат удовлетворяет условию $I_{доп}$=265А>I_{max}=46,292А, следовательно выбранная марка подходит к параметрам проектируемой подстанции.

Проверка на термическую стойкость.

$F_{min} = \frac{\sqrt{0{,}119 \cdot 10^6}}{91} = 3{,}79 мм^2$, что меньше F=70мм^2, значит шины термически стойкие.

Проверка по условиям короны.

Принимаем расположение проводов горизонтальное с расстоянием между фазами D=1,5 м, тогда $D_{ср} = \sqrt[3]{2} \cdot 150 = 189 см$, радиус провода равен

$$r_0 = \frac{d}{2} = \frac{1{,}1}{2} = 0{,}55 см.$$

Найдем начальную критическую напряженность поля по формуле:

$$E_o = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot (1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{0{,}55}}) = 34{,}863 кВ/см.$$

Найдем напряженность поля около поверхности провода:

$$E = \frac{0{,}354 \cdot 115}{0{,}55 \cdot \lg \frac{189}{0{,}55}} = 29{,}186 кВ/см.$$

Так как

$$1{,}07 \cdot E = 1{,}07 \cdot 29{,}186 = 31{,}229 кВ/см < 0{,}9 \cdot E_0 = 0{,}9 \cdot 34{,}863 = 31{,}377 кВ/см,$$

то коронирования не будет.

Проверка гибких токопроводов на электродинамическую стойкость не производится, так как мощность КЗ меньше 4000МВА [1,6].

Выбор сечения сборных шин 35кВ.

Выбираем шины по максимальному току АС-25/4,2 с d=6,9мм, $I_{доп}$=142А>I_{max}=58,833А.

Проверка на термическую стойкость по (4.4).

$$F_{min} = \frac{\sqrt{0,204 \cdot 10^6}}{91} = 4,963мм^2,$$

что меньше F=25мм^2, значит шины термически прочны.

Проверка по условиям короны.

Принимаем расположение проводов горизонтальное с D=1м,

тогда

$$D_{ср} = \sqrt[3]{2} \cdot D = \sqrt[3]{2} \cdot 100 = 126см,$$

а радиус провода равен

$$r_0 = \frac{d}{2} = \frac{0,69}{2} = 0,345см.$$

Найдем начальную критическую напряженность поля по (4.6):

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,345}}) = 37,494кВ/см.$$

Найдем напряженность электрического поля около поверхности провода (4.7):

$$E = \frac{0,354 \cdot 37}{0,345 \cdot \lg \frac{126}{0,345}} = 14,439кВ/см.$$

$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 14,439 = 15,449кВ/см < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 37,494 = 33,745кВ/см$, значит коронирования не будет.

На динамическое воздействие не проверяем, так как мощность КЗ меньше 4000МВА [1,6].

Выбор токопровода 35кВ.

Выбираем по току рабочего режима и экономической плотности тока:

$$F_{эк} = \frac{28,917}{1} = 28,917 мм^2,$$

выбираем АС-35/6,2 с d=0,84см, $I_{доп}$=175А.

Проверка по допустимому току.

$$I_{доп}=175А > I_{max}=57,833А.$$

Проверка на термическую стойкость по (4.4).

$F_{min} = \frac{\sqrt{0,204 \cdot 10^6}}{91} = 4,963 мм^2$, что меньше F=35мм^2.

Проверка по условиям короны.

Принимаем расположение проводов горизонтальное с D=1м, тогда

$$D_{ср} = \sqrt[3]{2} \cdot D = \sqrt[3]{2} \cdot 100 = 126см,$$

а радиус провода равен

$$r_0 = \frac{d}{2} = \frac{0,84}{2} = 0,42см.$$

Найдем начальную критическую напряженность поля по (4.6):

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,42}}) = 36,309 кВ/см.$$

Найдем напряженность электрического поля около поверхности провода по (4.7):

$$E = \frac{0,354 \cdot 37}{0,42 \cdot \lg \frac{126}{0,42}} = 12,589 кВ/см.$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 12,589 = 13,471 кВ/см < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 36,309 = 32,678 кВ/см,$$

значит коронирования не будет.

На схлестывание проверку также не производим, так как мощность КЗ менее 4000 МВА [1,4].

Выбор сечения жестких шин 10 кВ.

В шинопроводах высокого напряжения применяются открытые неизолированные шины из алюминия или алюминиевых сплавов с плоским или трубчатым сечением. При токах до 3000 кА применяются однополосные или двухполосные шины.

По максимальному току выбираем однополосную шину F=200мм^2, $I_{доп}$=540А>I_{max}=484,974А, с толщиной b=5мм и шириной h=40мм.

Проверка на термическую стойкость по (4.4).

$$F_{min} = \frac{\sqrt{1{,}439 \cdot 10^6}}{91} = 13{,}182 мм^2,$$

что меньше F=200мм^2.

Проверка на динамическую стойкость.

Шины расположены по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между фазами а=0,8м и длиной пролета между изоляторами l=2м.

Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами нейдем по формуле:

$$\sigma_ф = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, МПа, \quad (4.9)$$

где l-длина пролета между изоляторами, м;

а-расстояние между фазами, м;

W-момент сопротивления пакета шин, см^3.

Момент сопротивления пакета сборных шин определяется по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, см^3, \quad (4.10)$$

где b, h – толщина и ширина пакета сборных шин соответственно, см.

$$W = \frac{0{,}5 \cdot 4^2}{6} = 1{,}333 см^3.$$

$$\sigma_ф = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{4{,}493^2 \cdot 2^2 \cdot 10^6}{0{,}8 \cdot 1{,}333} = 1{,}312 МПа,$$

что меньше $\sigma_{доп}$=40МПа для алюминиевых шин. Значит шины механически прочны.

Выбор токопровода 10 кВ.

Токопровод выбираем по току рабочего режима и экономической плотности тока.

$$F_{эк} = \frac{242,487}{1} = 242,487 мм^2,$$

выбираем АС-240/32 с d=21,6см, $I_{доп}$=605А.

Проверка по допустимому току.

$$I_{доп}=605А > I_{max}=484,974А.$$

Проверка на термическую стойкость.

$$F_{min} = \frac{\sqrt{1,439 \cdot 10^6}}{91} = 13,182 мм^2,$$

что меньше F=240мм^2.

Проверку на схлестывание не производим, так как мощность КЗ меньше 4000МВА [1].

4.2 Расчет и выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. На приемных порталах в пределах ОРУ на напряжение 110 кВ по ПУЭ монтируется 8 подвесных натяжных изоляторов и 8 подвесных на опорах ВЛ. На напряжение 35 кВ установка изоляторов осуществляется аналогично, отличие только лишь в их количестве, которое составляет 4. Согласно вышеуказанным замечаниям принимаем к установке на 110 кВ изоляторы типа ПФ-9.5, а на 35 кВ изоляторы типа ПФ-6.5.

Выбор опорных изоляторов 10 кВ.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям: по номинальному напряжению и по допустимой нагрузке.

$$F_{доп}=0,6F_{разр},Н, \qquad (4.11)$$

где $F_{разр}$ –разрушающая нагрузка на изгиб, Н.

При горизонтальных или вертикальном расположение изоляторов всех фаз расчетная сила определится по формуле, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}, Н, \quad (4.12)$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины;

a – расстояние между фазами, м;

l – длина пролета между изоляторами, м.

Поправочный коэффициент на высоту шины определяется по формуле:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (4.13)$$

где $H_{из}$ – высота изолятора, мм;

H – высота до точки приложения силы, мм.

Значение H определяется по формуле:

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, мм. \quad (4.14)$$

На опорных изоляторах крепятся сборные шины на 10 кВ. Выбирается опорный изолятор марки ИОР-10-3000 УХЛ2 со следующими техническими характеристиками: разрушающая нагрузка на изгиб $F_{разр.}$=3000Н, номинальное напряжение $U_{ном}$=10кВ, высота изолятора $H_{из}$=150мм.

Производится проверочный расчет для выбранного изолятора по допустимой механической нагрузке:

$$H = 150 + 5 + \frac{40}{2} = 175мм, \; k_h = \frac{175}{150} = 1{,}167,$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{4{,}493^2 \cdot 10^6}{0{,}8} \cdot 2 \cdot 1{,}167 \cdot 10^{-7} = 10{,}2Н,$$

$$F_{доп} = 0{,}6 \cdot 3000 = 1800Н.$$

Для сравнения и правильности выбора расчеты сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Проверка изоляторов

Условие проверки	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \le U_н$	10 кВ	10 кВ
$F_{расч} < F_{доп}$	10,2Н	1800Н

Выбор проходных изоляторов.

Проходные изоляторы применяются для пропуска голых токоведущих частей сквозь стены и т.д. Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям: по номинальному напряжению, по номинальному току, по допустимой нагрузке.

Допустимая нагрузка определяется по формуле:

$$F_{расч}=0{,}5\cdot f_{ф}\cdot l,Н. \qquad (4.15)$$

Примем к установке проходные изоляторы типа ИП-10/630-4250У2 и результат проверки сведем в таблицу 5.3.

Таблица 4.3 - Результат проверки проходных изоляторов на 10 кВ

Условие выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст}\le U_{ном}$	$U_{ном}$=10 кВ	$U_{уст}$=10 кВ
$I_{max}\le I_{ном}$	$I_{ном}$=630А	I_{max}=484,974А
$F_{расч}\le F_{доп}$	$F_{доп}=0{,}6\cdot 4250=2550$Н	$F_{расч}=0{,}5\cdot 10{,}2=5{,}1$Н

4.3 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования: надежное отключение любых токов; быстрота действия, пригодность для быстродействующего АПВ; легкость ревизии и осмотра контактов; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор и проверка выключателей осуществляется по следующим параметрам: по напряжению установки; по длительному току; по отключающей способности в режиме к.з. на симметричный ток отключения и на возможность отключения апериодической составляющей тока кз; на электродинамическую стойкость; на термическую стойкость.

Выбор выключателей на 110 кВ.

В виду того, что выключатели выбираются, а также проверяются по многим параметрам, то для облегчения выбора выключателей, сам выбор сведен в таблицы.

Таблица 4.4 - Выбор выключателей 110кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		3АР1/2 3АР1 – 123 кВ
$U_{уст}\le U_{ном}$	$U_{уст}$=110кВ	$U_{ном}$=123кВ
$I_{max}\le I_{ном}$	I_{max}=44,28А	$I_{ном}$=4000А
$I_{п,\tau}\le I_{н.отк}$	$I_{п,\tau}$=0,878кА	$I_{н.отк}$= 40кА
$i_{а,\tau}\le i_{а,ном}=\frac{\beta_{н}\cdot\sqrt{2}\cdot I_{н.отк}}{100}$	$i_{а,\tau}$=0,168кА	$i_{а,ном}=\frac{35\cdot\sqrt{2}\cdot 50}{100}$=24,75кА
$I_{п,о}\le I_{дин}$	$I_{п,о}$=0,878кА	$I_{дин}$=50кА

Продолжение таблицы 4.4

$i_у \le i_{дин}$	$i_у$=1,41кА	$i_{дин}$=128кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=0,119 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 56^2 \cdot 3 = 9408 кА^2 \cdot с$

Выбор выключателей на 35 кВ.

Выбор осуществляется аналогичным образом, поэтому данные сводим в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Выбор выключателей 35 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ЗАН5 121-1
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=35кВ	$U_{ном}$=35кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=57,833А	$I_{ном}$=1000А
$I_{п,\tau} \le I_{н.отк}$	$I_{п,\tau}$=1,126кА	$I_{н.отк}$=40кА
$i_{а,\tau} \le i_{а,ном} = \frac{\beta_н \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.отк}}{100}$	$i_{а,\tau}$=0,659кА	$i_{а,ном} = \frac{25 \cdot \sqrt{2} \cdot 40}{100} = 14,14$кА
$I_{п,о} \le I_{дин}$	$I_{п,о}$=1,126кА	$I_{дин}$=40кА
$i_у \le i_{дин}$	$i_у$=1,592кА	$i_{дин}$=100кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=0,204 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 кА^2 \cdot с$

Таблица 4.6 - Выбор выключателей 10 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		3AF-1
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=10кВ	$U_{ном}$=10кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=484,974А	$I_{ном}$=630А
$I_{п,\tau} \le I_{н.отк}$	$I_{п,\tau}$=2,944А	$I_{н.отк}$=20кА
$i_{а,\tau} \le i_{а,ном} = \frac{\beta_н \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н.отк}}{100}$	$i_{а,\tau}$=2,19кА	$i_{а,ном}$,07кА
$I_{п,о} \le I_{дин}$	$I_{п,о}$=2,944кА	$I_{дин}$=20кА
$i_у \le i_{дин}$	$i_у$=4,493кА	$i_{дин}$=52кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=1,439 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 4 = 1600 кА^2 \cdot с$

4.4 Выбор разъединителей

Таблица 4.7 - Выбор разъединителей 110кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		RF/P RL 1600
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=110кВ	$U_{ном}$=123кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=44,28А	$I_{ном}$=1600А
$i_у \le i_{дин}$	$i_у$=1,41кА	$i_{дин}$=80кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=0,119 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 А^2 \cdot с$

Таблица 4.8 - Выбор разъединителей 35кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		РНДЗ-35-1000
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=35кВ	$U_{ном}$=35кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=57,833А	$I_{ном}$=1000А
$i_у \le i_{дин}$	$i_у$=1,592кА	$i_{дин}$=63кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=0,204 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 4 = 2500 А^2 \cdot с$

Таблица 4.9 - Выбор разъединителей 10 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		РВЗ-10-630
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=6кВ	$U_{ном}$=10кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=484,974А	$I_{ном}$=630А
$i_у \le i_{дин}$	$i_у$=4,493кА	$i_{дин}$=52кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=1,439 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 4 = 1600 А^2 \cdot с$

4.5 Выбор разрядников

Разрядники предназначены для защиты изоляции от перенапряжения. Выбираем для защиты обмоток всех напряжений трансформаторов Т1 и Т2, по номинальному напряжению, вентильные разрядники на напряжение 110кВ - РВС-110, на 35кВ – РВС-35, на 10кВ – РВП-10. Для защиты трансформаторов напряжения на 110 кВ принимаем к установке вентильные разрядники типа РВС-110. Для защиты трансформаторов напряжения на 35 кВ и 10 кВ принимаем к установке вентильные разрядники типа РВС-35 и РВП-10, соединение разрядников и трансформаторов напряжения, на 35 и 10 кВ, осуществляется через предохранитель.

4.6 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока характеризуются номинальным коэффициентом трансформации. Значения номинального вторичного тока приняты равными 5 и 1 А. Коэффициент трансформации трансформатора тока не является строго постоянной величиной и может отличаться от номинального значения вследствие погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания. В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10; Д (для дифференциальной защиты); З (для земляной защиты); Р (для прочих релейных защит). Трансформаторы тока для внутренней установки до 35 кВ имеют литую эпоксидную изоляцию. Для наружной установки выпускают

трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией.

Трансформаторы тока выбирают по напряжению, допустимому току, электродинамической и термической стойкости, а также - вторичной нагрузке.

Таблица 4.10 - Вторичная нагрузка трансформатора тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Расчетные счетчики :				
Активной энергии	И-674	2,5	-	2,5
Реактивной энергии	И-676	2,5	-	2,5
Итого		6,5	0,5	6,5

Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности необходимо, чтобы вторичная нагрузка не превышала номинальной нагрузки. Поэтому необходимо знать какое сечение могут иметь соединительные провода.

Таблица 4.11 - Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТФЗМ-110-У1
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=110кВ	$U_{ном}$=110кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=44,28А	$I_{ном}$=50А
$i_у \le i_{дин}$	$i_у$=1,41кА	$i_{дин}$=10кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=0,119 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 2^2 \cdot 3 = 12 кА^2 \cdot с$
$S_2 \le S_{2,ном}$	S_2=6,5ВА	$S_{2,ном}$=30ВА

Для определения сечения проводов сначала найдем их наибольшее допустимое сопротивление:

$$r_{пр} = Z_{2,ном} - r_{приб} - r_к, Ом, \quad (4.16)$$

где $Z_{2,ном}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока, Ом;

$r_{приб}$-сопротивление приборов, Ом;

$r_к$-сопротивление контактов, равное 0,1 Ом при количестве приборов большем трех.

Найдем неизвестные величины:

$$r_{приб} = \frac{S_2}{I_2^2}, Ом, \quad (4.17)$$

где S_2-мощность, потребляемая приборами, ВА;

I_2-вторичный номинальный ток прибора, А.

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26Ом;$$

$$Z_{2,ном} = \frac{S_{2,ном}}{I_2^2},Ом, \qquad (4.18)$$

где $S_{2,ном}$-номинальная мощность трансформатора тока, ВА.

$$Z_{2,ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2Ом.$$

Значит сопротивление проводов будет равно:

$$r_{пр} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84Ом.$$

Зная сопротивление проводов можно определить сечение соединительных проводов по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{рас}}{r_{пр}},мм^2, \qquad (4.19)$$

где ρ-удельное сопротивление материала провода, для алюминия 0,0283 $Ом \cdot м$;

$l_{рас}$-расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, при соединении трансформаторов тока в полную звезду $l_{рас}=l$, для 110кВ принимаем равной 100 м.

Подставляем численные значения и находим:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,84} = 3,37мм^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 $мм^2$.
Выбор трансформаторов тока 35 кВ.

Таблица 4.12 - Вторичная нагрузка трансформатора тока 35 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Расчетные счетчики :				
Активной энергии	И-674	2,5	-	2,5
Реактивной энергии	И-676	2,5	-	2,5
Итого		6,5	0,5	6,5

Таблица 4.13 - Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТФЗМ-35-У1
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=35кВ	$U_{ном}$=35кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=57,833А	$I_{ном}$=100А
$i_y \le i_{дин}$	i_y=1,592кА	$i_{дин}$=21кА
$B_к \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_к$=0,204 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 5^2 \cdot 3 = 75 кА^2 \cdot с$
$S_2 \le S_{2,ном}$	S_2=6,5ВА	$S_{2,ном}$=30ВА

Определим сопротивление приборов и требуемое сопротивление для вторичных цепей трансформатора тока по (4.16), (4.17):

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 Ом, \; Z_{2,ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 Ом.$$

Значит сопротивление проводов будет равно по (4.18):

$$r_{пр} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 Ом.$$

Определяем сечение соединительных проводов длиной 60 м, для трансформаторов тока соединенных в полную звезду по (4.19):

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,84} = 2,02 мм^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 $мм^2$, по условию механической прочности.

Выбор трансформаторов тока 10 кВ.

Таблица 4.14 - Вторичная нагрузка трансформатора тока 10кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Расчетные счетчики:				
Активной энергии	И-674	2,5	-	2,5
Реактивной энергии	И-676	2,5	-	2,5
Итого		6,5	0,5	6,5

Определим сопротивление приборов и требуемое сопротивление для вторичных цепей трансформатора тока по (4.16), (4.17):

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26Ом,\ Z_{2,ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2Ом.$$

Значит сопротивление проводов будет равно по (4.18):

$$r_{пр} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84Ом.$$

Таблица 4.15 - Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ТПОЛ-10-У3
$U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$=10кВ	$U_{ном}$=10кВ
$I_{max} \le I_{ном}$	I_{max}=484,974А	$I_{ном}$=600А
$i_y \le i_{дин}$	i_y=4,493кА	$i_{дин}$=48,6кА
$B_к \le I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_к$=1,439 $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 19,2^2 \cdot 3 = 1106кА^2 \cdot с$
$S_2 \le S_{2,ном}$	S_2=6,5ВА	$S_{2,ном}$=10ВА

Определяем сечение соединительных проводов по (4.19):

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,84} = 3,37мм^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 $мм^2$.

4.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Они бывают трехфазные и однофазные.

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению, классу точности и вторичной нагрузке. Определение вторичной нагрузки удобнее вести в виде таблиц. В таблицах 4.16, 4.17, 4.18 представлены расчеты вторичной нагрузки для трансформаторов напряжения 110кВ, 35кВ и 10кВ.

Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ.

Полная вторичная нагрузка будет равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{107^2 + 58{,}42^2} = 121{,}91\text{ВА}\ .$$

Принимаем к установки 3×НКФ-110-58 соединенные в звезду с S_2=400ВА в классе точности 0,5. Значит $S_{2,ном}$=3×400=1200ВА> $S_{2\Sigma}$=121,91ВА.

Таблица 4.16 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110кВ.

Приборы	Тип	Нагрузка	Число катушек	cosf	sinf	Число приборов	Нагрузка	
							P, Вт	Q, квар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	-
Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	1	0	2	6	-
Счетчик активной энергии	И-675	3Вт	2	0,38	0,93	2	12	29,21
Счетчик реактивной энергии	И-676	3Вт	2	0,38	0,93	2	12	29,21
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Частотометр	Н-397	7	1	1	0	1	7	-
Вольтметр	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Ваттметр	Н-395	10	2	1	0	1	20	-
Частотометр	Э-372	3	1	1	0	2	6	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Синхроноскоп	Э-327	10	1	1	0	1	10	-
Итого							107	58,42

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения принимаем контрольный кабель АКРВГ с F=4 мм^2, по механической прочности.

Выбор трансформатора напряжения 35кВ.

Таблица 4.17 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35кВ.

Приборы	Тип	Нагрузка	Число катушек	cosf	sinf	Число приборов	Нагрузка	
							P, Вт	Q, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	И-675	3Вт	2	0,38	0,93	2	12	29,21
Счетчик реактивной энергии	И-676	3Вт	2	0,38	0,93	2	12	29,21
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Итого							34	58,42

Полная вторичная нагрузка будет равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34^2 + 58{,}42^2} = 67{,}59\text{ВА}.$$

Принимаем к установки 3×ЗНОЛ-35 соединенные в звезду с S_2=150ВА в классе точности 0,5. Значит $S_{2,ном}$=3×150=450ВА> $S_{2\Sigma}$=67,59ВА.

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения принимаем контрольный кабель АКРВГ с F=4 мм^2, по механической прочности.

Выбор трансформатора напряжения 10 кВ.

Таблица 4.18 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10кВ.

Приборы	Тип	Нагрузка	Число катушек	cosf	sinf	Число приборов	Нагрузка	
							P, Вт	Q, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	И-675	3Вт	2	0,38	0,93	2	12	29,21
Счетчик реактивной энергии	И-676	3Вт	2	0,38	0,93	2	12	29,21
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Итого							34	58,42

Полная вторичная нагрузка будет равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34^2 + 58{,}42^2} = 67{,}59\text{ВА}.$$

Принимаем к установки НТМИ-10-66 с S_2=75ВА в классе точности 0,5. Значит $S_{2,ном}$=75ВА> $S_{2\Sigma}$=67,59ВА.

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения принимаем контрольный кабель АКРВГ с F=4 мм^2, по механической прочности.

В данной главе был произведен расчет номинальных и максимальных токов продолжительного режима, по ним был осуществлен выбор токоведущих частей на напряжения 110, 35 и 10 кВ. С учетом токов КЗ и длительно протекающих максимальных токов была выбрана коммутационная аппаратура: выключатели и разъединители на 110, 35 и 10 кВ. Для контрольно – измерительных цепей были выбраны трансформаторы тока и напряжения 110, 35 и 10 кВ. Для надежного присоединения токоведущих частей к опорам и порталам были рассчитаны и выбраны опорные и проходные изоляторы, для защиты силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения от возможных перенапряжений выбраны разрядники на 110, 35 и 10 кВ.

5 Релейная защита и автоматика

Системы электроснабжения являются сложными производственными объектами кибернетического типа, все элементы которых участвуют в едином производственном процессе, основными особенностями которого являются быстротечность явлений и неизбежность повреждений аварийного характера.

Поэтому надежное и экономическое функционирование систем электроснабжения возможно только при автоматическом управлении ими. Для этой цели используется комплекс автоматических устройств, среди которых первоначальное значение имеют устройства релейной защиты и автоматики. Рост нагрузок, увеличение протяженности линии электропередачи, ужесточение требований к устойчивости энергосистем усложняют условия работы релейной защиты и автоматики и повышают требования к ее быстродействию, чувствительности и надежности. В связи с этим идет непрерывный процесс развития и совершенствования техники релейной защиты, направленный на создания все более совершенных защит, отвечающим требованиям современной энергетики.

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому силовые трансформаторы, являющиеся основным оборудованием ПС, должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В виду того, что требования к продолжительности работы ДГК регламентируются ПТЭ, то возникает необходимость контролировать их работу с помощью цепей сигнализации и контроля.

5.1 Защита трансформаторов

В соответствии с назначением для защиты трансформаторов при их повреждениях и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защит [5]:

- дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформатора;
- токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;
- газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;
- максимальная токовая защита с пуском по напряжению для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор;
- защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение;
защита от замыканий на корпус.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита (ДЗ) выполняется в виде дифференциальной токовой защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами. Для трехобмоточных трансформаторов применяется дифференциальная защита с торможением с реле типа ДЗТ-11/3. Расчет ДЗ производим в следующем порядке. В начале определяются первичные номинальные токи на сторонах трансформатора (соответствующие его номинальной мощности):

$$I_{н} = \frac{S_{н}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \text{ А.} \qquad (5.1)$$

Определяются соединение вторичных обмоток трансформаторов тока и находят расчетные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_{тт} = \frac{k_{сх} \cdot I_{1,ном}}{I_{2,ном}}, \qquad (5.2)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 1 при схеме соединения трансформаторов тока в звезду и $\sqrt{3}$ - при соединении трансформаторов тока в треугольник;

$I_{2,ном}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока равный 5 А.

По найденным коэффициентам трансформации выбираются трансформаторы тока и определяются вторичные токи в плечах ДЗ:

$$I_{2} = \frac{k_{сх} \cdot I_{1,ном}}{k_{тт,ном}}, \text{А}. \qquad (5.3)$$

Находим первичные токи в обмотках при внешних КЗ на сторонах I, II, III, а также определяются первичные максимальные токи в обмотках для определения небаланса при расчетных внешних КЗ: для расчета тока срабатывания защиты; для расчета витков тормозной обмотки.

Находим первичный ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформатора тока при расчетном внешнем КЗ, приведенный к основной стороне:

$$I'_{нб.расч} = \Delta f_{макс} \cdot k_{0} \cdot I_{к.з.макс}, \text{А}, \qquad (5.4)$$

где $\Delta f_{макс}$ - 10% относительная погрешность трансформатора тока;

k_{0} - коэффициент однотипности равный 0,5.

Первичный ток небаланса, обусловленный регулированием напряжения ответвлениями обмоток защищаемого трансформатора при внешних КЗ находим по формуле:

$$I''_{нб.расч} = \Delta N \cdot I_{к.з.mкк}, A, \quad (5.5)$$

где ΔN – половина регулировочного диапазона от среднего значения, для ТМТН-6300/110/35 равен 0,16.

Определяем первичный расчетный ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч}, A. \quad (5.6)$$

Находим первичный ток срабатывания защиты из условий отстройки от расчетного тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{с.з} = k_н \cdot I_{нб.расч}, A, \quad (5.7)$$

где $k_н$ - коэффициент надежности принимается равным 1,3.

Определяем первичный ток срабатывания защиты из условий отстройки от броска тока намагничивания, приведенного к стороне с наибольшим вторичным номинальным током:

$$I_{с.з} = k_н \cdot I_{ном}, A. \quad (5.8)$$

Из двух полученных значений токов срабатывания защит выбирается наибольшее значение $I_{с.з}$.

Определяем ток срабатывания на основной стороне:

$$I_{ср.осн.} = \frac{I_{с.з}}{k_{тт}}, A. \quad (5.9)$$

Находим расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора реле для основной стороны:

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{с.р.}}{I_{ср.осн.}}, \quad (5.10)$$

где F – намагничивающая сила срабатывания реле ДЗТ-11, Н.

Принимается число витков для установки на основной стороне (ближайшее меньшее).

Определяется соответствующий принятому $\omega_{осн.}$ ток срабатывания реле:

$$I_{ср.осн} = \frac{F_{с.р}}{\omega_{осн}}, А. \quad (5.11)$$

Принимаем включение уравнительных обмоток реле и определяем расчетное число витков I-й уравнительной обмотки:

$$\omega_{ур.1.расчет} = \omega_{осн} \cdot \left(\frac{I_{н.осн}}{I_{ур.1}} - 1 \right), \quad (5.12)$$

где $I_{н.осн.}$, $I_{ур.1}$ – вторичные номинальные токи основной стороны и стороны II, А.

Принимается число витков I-й уравнительной обмотки $\omega_{ур.1.}$.

Определяется расчетное число витков II-й уравнительной обмотки:

$$\omega_{ур.2.расчет} = \omega_{осн} \cdot \left(\frac{I_{н.осн}}{I_{ур.2}} - 1 \right), \quad (5.13)$$

где $I_{ур.2}$ – вторичный ток стороны III, А.

Предварительно принимается число витков II-й уравнительной обмотки: $\omega_{ур.2.}$.

Находим первичный ток небаланса при внешнем КЗ, обусловленный округлением числа витка обмотки реле II уравнительной обмотки:

$$I'''_{нв} = \frac{\omega_{ур.2.расч} - \omega_{ур.2.к}}{\omega_{ур.2.расч}} I_{к.з.}, А, \quad (5.14)$$

где $I_{к.з.}$ – ток к.з. с основной стороны, А.

Определяем первичный ток небаланса:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, А. \quad (5.15)$$

Находим уточненное значение первичного тока срабатывания защиты из условия отстройки от расчетного тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{сз} = k_н \cdot I_{нб}, А. \quad (5.16)$$

Принимается первичный ток срабатывания защиты на основной стороне:

$$I_{сз} = I_{ср.осн.} \cdot \frac{k_{тт}}{k_{сх}}, А. \quad (5.17)$$

Если по формуле (5.17) ток срабатывания получится меньше, чем по (5.16), то следует принять новое большее значение тока срабатывания защиты и произвести расчет с (5.11) по (5.17) заново. Расчет повторяется до тех пор, пока ток срабатывания, определенный с учетом (5.16), станет равным или меньшим токам срабатывания по (5.17).

Далее производится расчет витков тормозной обмотки.

Первичный ток небаланса при внешнем КЗ, обусловленный округлением расчетного числа витков уравнительных обмоток:

$$I'''_{нв} = \frac{\omega_{ур1.расч} - \omega_{ур1}}{W_{ур1расч}} I_{к.з.1} + \frac{\omega_{ур2.расч} - \omega_{ур2}}{\omega_{ур2.расч}} I_{х.з.2}, А, \quad (5.18)$$

где $I_{к.з.1}$, $I_{к.з.2}$ – токи КЗ с неосновнных сторон, А.

Первичный ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, А. \quad (5.19)$$

Далее по известному тормозному току находим число витков тормозной обмотки:

$$\omega_{торм} = \frac{k_н \cdot I_{нб} \cdot \omega_{урI}}{I_{торм} \cdot tg\alpha}, А \quad (5.20)$$

где $tg\alpha$=0,86 для реле ДЗТ-11.

Окончательно принимается число витков обмотки насыщающегося трансформатора реле для установки на основной стороне и не основных сторонах.

Чувствительность защиты находится по двухфазному току КЗ в зоне защиты и определяется по формуле:

$$k_ч = \frac{0{,}866 \cdot I_{к.з.мин}}{I_{с.з.}}. \quad (5.21)$$

Для наглядности весь расчет сведен в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Расчетная формула	Номинальные напряжения, кВ.		
	115	38,5	11
1	2	3	4
$I_{н} = \frac{S_{н}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$	31,63	94,48	330,66
Схема соединения трансформаторов тока	треугольник	треугольник	звезда
$k_{тт} = \frac{k_{сх} \cdot I_{1,ном}}{I_{2,ном}}$	10,96	32,73	66,13
Выбор трансформаторов тока	ТФЗМ-110 60/5	ТФЗМ-35М 200/5	ТПЛ-10 400/5
$I_{2} = \frac{k_{сх} \cdot I_{1,ном}}{k_{тт,ном}}, А$	4,565	4,091	4,133
первичные токи в обмотках при внешних трехфазных к.з.	878	1126	2944
первичные максимальные токи в обмотках: а) для расчета тока срабатывания; б) для расчета витков тормозной обмотки;	878 -	- 1126	- -
токи в обмотках при двухфазном к.з.	760,37	975,14	-
$I'_{нб.расч} = \Delta f_{макс} \cdot k_{0} \cdot I_{к.з.макс}, А$	87,8		
$I''_{нб.расч} = \Delta N \cdot I_{к.з.ткк}, А$	140,48		
$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч}, А$	228,28		
$I_{с.з} = k_{н} \cdot I_{нб.расч}, А$	296,76		
$I_{с.з} = k_{н} \cdot I_{ном}, А$	41,12		
В результате расчета с (6.11) по (6.17) получили ток срабатывания $I_{с.з.}$,А	461,58		
$I_{ср.осн.} = \frac{I_{с.з}}{k_{тт}}, А$	38,465		
$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{с.р.}}{I_{ср.осн.}}$	2,6		
$\omega_{осн}$	2		
$I_{ср.осн} = \frac{F_{с.р}}{\omega_{осн}}, А$	50		
Уравнительные обмотки	первая – 10 кВ, вторая – 35 кВ.		
$\omega_{ур.1.расчет} = \omega_{осн} \cdot \left(\frac{I_{н.осн}}{I_{ур.1}} - 1 \right)$	2,09		
$\omega_{ур.1.}$	2		
$\omega_{ур.2.расчет} = \omega_{осн} \cdot \left(\frac{I_{н.осн}}{I_{ур.2}} - 1 \right)$	2,32		
$\omega_{ур.2.}$	2		

Продолжение таблицы 5.1

$I'''_{нв} = \frac{\omega_{ур.2.расч} - \omega_{ур.2.к}}{\omega_{ур.2.расч}} I_{к.з.}, А$	126,78
$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, А$	355,06
$I_{сз} = k_{н} \cdot I_{нб}, А$	461,58
$I_{сз} = I_{ср.осн.} \cdot k_{тт}, А$	600
Расчет тормозной обмотки	
$I'''_{нв} = \frac{\omega_{ур1.расч} - \omega_{ур1}}{W_{ур1расч}} I_{к.з.1} + \frac{\omega_{ур2.расч} - \omega_{ур2}}{\omega_{ур2.расч}} I_{х.з.2}, А$	282,09
$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, А$	510,37
$I_{торм}$	1126
$\omega_{торм} = \frac{k_{н} \cdot I_{нб} \cdot \omega_{ур1}}{I_{торм} \cdot tg\alpha}, А$	1,37 применяем 2 витка
$k_{ч} = \frac{0{,}866 \cdot I_{к.з.мин}}{I_{с.з.}}$	1,27

Максимальная токовая защита трансформаторов

Для защиты применяется максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском по напряжению, для этого применяем токовое реле типа РТ-40/6 с $I_{с.р.}$=3÷6 А и реле напряжения типа РН-53/100 с $U_{с.р.}$=50÷100 В.

Для определения тока срабатывания используется формула:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{н}}{k_{в}} \cdot I_{ном}, А, \qquad (5.23)$$

где $k_{н}$ - коэффициент надежности отстройки равный 1,2;

$k_{в}$ - коэффициент возврата реле равный 0,8.

Напряжение срабатывания для минимального реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение, определяется исходя из обеспечения возврата реле в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з.} = \frac{U_{раб.min}}{k_{н} \cdot k_{в}}, кВ, \qquad (5.24)$$

где $U_{раб.min}$ – минимальное рабочее напряжение равное 80% от номинального, кВ.

Для МТЗ выбираем по номинальному напряжению следующие трансформаторы напряжения: НКФ-100-57 с $k_{тv}$=1100, ЗНОЛ-35 с $k_{тv}$=350 и НТМИ-10-66 с $k_{тv}$=100.

Подставляя численные данные в формулы (5.23) и (5.24)определим токи и напряжения срабатывания защит:

$$110\ \text{кВ}\ I_{с.з.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 31,63 = 47,445\text{А},\ U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 110}{1,2 \cdot 0,8} = 91,67\text{кВ};$$

$$35\ \text{кВ}\ I_{с.з.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 94,48 = 141,72\text{А},\ U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 35}{1,2 \cdot 0,8} = 29,17\text{кВ};$$

$$10\ \text{кВ}\ I_{с.з.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 330,66 = 495,99\text{А},\ U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 10}{1,2 \cdot 0,8} = 8,33\text{кВ}.$$

Найдем токи и напряжения срабатывания реле:

$$110\ \text{кВ}\ I_{с.р.} = \frac{47,445 \cdot 1}{12} = 3,95\text{А},\ U_{с.р.} = \frac{91670}{1100} = 83,34\text{В};$$

$$35\ \text{кВ}\ I_{с.р.} = \frac{141,72 \cdot 1}{40} = 3,54\text{А},\ U_{с.р.} = \frac{29170}{350} = 83,34\text{В};$$

$$110\ \text{кВ}\ I_{с.р.} = \frac{495,99 \cdot 1}{80} = 6,2\text{А},\ U_{с.р.} = \frac{8330}{100} = 83,3\text{В}.$$

Чувствительность МТЗ по току и по напряжению определяется по формулам:

$$К_{ч} = \frac{I_{к.з.,мин}}{I_{с.з.}}, \qquad (5.25)$$

где $I_{к.з.,min}$ – ток двухфазного КЗ, А;

$$К_{ч} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.з.,max}}, \qquad (5.26)$$

где U – максимальное значение остаточного напряжения в месте установки защиты, кВ.

$$К_{ч,110} = \frac{0,866 \cdot 878}{47,445} = 16,03,$$

$$К_{ч,35} = \frac{0,866 \cdot 1126}{141,72} = 6,88,$$

$$К_{ч,10} = \frac{0,866 \cdot 2944}{495,99} = 5,14.$$

$$К_{ч,110} = \frac{91,67}{58} = 1,58,$$

$$К_{ч,35} = \frac{29,17}{17,5} = 1,67,$$

$$К_{ч,10} = \frac{8,33}{5,5} = 1,51.$$

Коэффициенты чувствительности должны быть не менее 1,5.

Защита от перегрузки устанавливается со стороны питания, для осуществления защиты от перегрузок используется одно токовое реле РТ 40/0,2 и реле времени РВ-123, а также промежуточное реле РП-1/220.

Выдержка времени принимается на ступень больше чем время срабатывания защиты трансформатора от внешних коротких замыканий.

Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защита от перегрузки выполняется одним реле тока, включенным в цепь одного из трансформаторов тока защиты от внешних коротких замыканий. Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{k_н}{k_в} \cdot I_{ном}, А, \qquad (5.27)$$

где $k_н$ - коэффициент надежности отстройки равный 1,05.

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 31,63 = 41,51А.$$

Ток срабатывания реле будет равен:

$$I_{с.р.} = \frac{41,51 \cdot 1}{12} = 3,46А.$$

Защита от замыканий на землю

Силовой трансформатор на ПС «Бериктас» со стороны высшего напряжения имеет глухозаземленную нейтраль, поэтому возникает необходимость защиты от к.з. на землю [5]. Токовая защита обратной последовательности реагирует на этот вид повреждения. Защита состоит из реле тока РТ-40/0,2 и реле времени РВ-123. Ток срабатывания реле определяют по следующему выражению:

$$I_{с.з.} = (0{,}4 - 0{,}8) \cdot I_{ном}, А. \quad (5.28)$$

Принимаем

$$I_{с.з.} = 0{,}5 \cdot I_{ном} = 0{,}5 \cdot 31{,}63 = 15{,}82 А.$$

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов.

Опасным повреждением в трансформаторе является пожар стали магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи; витковые замыкания; замыкания на корпус. При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя. Будучи легче масла, газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой. Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Газовая защита является универсальной защитой от всех видов повреждения внутри бака трансформатора.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Существует несколько типов газовых реле, например реле типа РГЧЗ-66, реле «Бухгольца».

Основным достоинствами газовой защиты являются: простота ее устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от размеров повреждения.

По своему принципу действия газовая защита может работать не только при повреждениях и опасных ненормальных режимах, но и при появлении в кожухе трансформатора воздуха, при толчках (движении) масла, вызванных любой причиной, и механических сотрясениях, имеющих место вследствие вибрации корпуса трансформатора. Воздух попадает в кожух трансформатора при доливке масла, ремонте трансформатора с перезаливкой масла и т.п. в дальнейшем при включении трансформатора под нагрузку температура масла начинает повышаться, находящийся в масле воздух прогревается и

поднимается к расширителю. Попадая в реле, воздух может вызвать срабатывание верхнего (сигнального) контакта, а при быстром движении – нижнего, который неправильно отключит трансформатор.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда

Труд человека, в частности, в автоматизированном и механизированном производстве представляет собой процесс взаимодействия человека и машины. Поэтому можно рассматривать систему «человек - машина».

В современном автоматизированном производстве, и в частности в производстве и распределении энергии, особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др.

На подстанции диспетчер в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Малейшие ошибки в действии операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др.

Одна из основных задач анализа условий труда в помещении подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Удобное и рациональное расположение органов управления позволяет исключить лишние движения. Рабочие места операторов выполняем также с учетом требований технической эстетики.

- Планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу;

- Рабочее место обеспечено инструментами и приспособлениями, необходимыми для работы, а также для личной безопасности; вблизи рабочего места установлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей;

- Рабочее место в соответствии с санитарными нормами освещено и провентилировано, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранения инструмента и материалов.

В тесной связи с технологией производства находится трудовой процесс, требующий определённого нервно-психологического напряжения отдельных органов систем, положение тела при работе и т.д. К санитарно-гигиеническим условиям труда относятся: воздействие на организм человека метеорологического фактора (температуры, влажности, скорость движения

воздуха); загрязнения воздуха парами, газами, пылью; воздействие шума, вибрации, электромагнитных излучений, ионизирующей радиации и т.д.

Работники службы подстанции (монтажники, наладчики, диспетчеры) сталкиваются с воздействием таких физически опасных и вредных производственных факторов, как:

- неблагоприятные метеорологические условия среды;
- повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне;
- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;
- опасность поражения электрическим током и статическое электричество;
- пожароопасность, пожар может возникнуть в помещении, где находятся пользователи персональных компьютеров, также в помещениях, где хранятся данные на бумажных носителях, магнитных носителях, серверных;
- воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки;
- недостаточная освещенность рабочей зоны.

Воздействие указанных неблагоприятных факторов приводит к снижению работоспособности, вызываемое развивающимся утомлением. Появление и развитие утомления связано с изменениями, возникающими в процессе работы в центральной нервной системе, с тормозными процессами в коре головного мозга.

При конструировании рабочего места создаются следующие условия: достаточное рабочее пространство для работающего человека, зрительные и слуховые связи между работающим человеком и оборудованием, а также между людьми в процессе выполнения общей трудовой задачи.

Условия искусственного освещения на промышленном предприятии оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а, следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Искусственное освещение применяется при отсутствии или недостаточности естественного освещения, осуществляется путем использования таких источников света как лампы накаливания, газоразрядные лампы, плоские и щелевые световоды.

6.2 Ограждение токоведущих частей

Помимо токоведущих частей, имеющих электрическую изоляцию по всей длине, в электроустановках применяют неизолированные токоведущие

части, которые закрепляют на изоляторах в отдельных точках. Для предотвращения случайного прикосновения их закрывают сплошными ограждениями в виде крышек (например, присоединительные зажимы электродвигателей), кожухов (у электрических аппаратов, шинопроводов) или сетчатыми ограждениями (в распределительных устройствах) либо располагают на определенной высоте (провода линий электропередачи и др.).

Ограждения делают из диэлектрика или из металла. Они распложены на определенном расстоянии от неизолированных токоведущих частей, зависящим от напряжение электроустановки и конструкции ограждения. В закрытых РУ это расстояние для сплошных ограждений составляет при напряжений 110 кВ – 320 мм, а для сетчатых – 390 мм.

На воздушных линиях расстояние от земли до низшей точки провеса проводов (габарит) нормируется таким образом: на воздушных линиях выше 1 кВ и до 110 кВ расстояние от проводов до земли составляет 7 м (населенная местность), в ненаселенной местности – 6 м, в труднодоступной – 5 м. в местах пересечения автомобильных и железных дорог при напряжении до 110 кВ габарит линии соответственно не менее 7 и 7,5 м.

Таблица 6.1 – Идентификация и анализ вредных производственных факторов опасностей при эксплуатации подстанции

Наименование факторов	Носитель опасного фактора	Возможные последствия воздействия	Средства устранения и локализация опасного фактора
Шум	Воздушные выключатели	Расстройства слухового аппарата	Использование шумоизоляционных материалов
Вибрация	Компрессоры	Дискомфорт, головная боль, виброболезнь	Установка оборудования на вибропоглощающих подушках
Воздействие электрического поля	РУ – 110, РУ – 10 (6)	Головные боли, общее ухудшение самочувствия, тошнота	Экранирующие устройства на территории РУ устройства
Пожаро-безопасность	Трансформаторы, масляные выключатели, ЗРУ, ОПУ, кабели	Ожоги, травмы, иногда летальный исход	Соблюдение норм и правил пожарной безопасности
Механические воздействия	Подъемно-транспортные средства, разъединители	Травмы различной тяжести, иногда летальный исход	Соблюдение ТБ, установка защитных казырьков на разъединителях

6.3 Расчет заземляющего устройства

Защитное заземление имеет принцип действия, который заключается в снижении значений напряжений прикосновения и шага, обусловленные замыканием на корпус или другой причиной, до безопасных значений.

Достигнуть подобных снижений напряжений возможно путем уменьшения потенциала заземленного оборудования, т.е. уменьшая сопротивление заземлителя. Подобный результат можно получить, выравнивая заземляющее оборудование и потенциалы основания, на котором находится человек.

На сегодняшний день существуют определенные нормы и требования для заземляющих устройств, которые должны соблюдаться и выполняться. Одним из главных требований, которые предъявляются защемляющим устройствам, является условия. Заземляющие устройства предназначены для безопасности персонала, защиты электроустановок, и обеспечения эксплуатационных режимов работ.

В качестве расчетного времени воздействия при определении значения допустимого напряжения прикосновения принимаем сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. Соблюдая основное требование, которое предъявляется к заземляющим устройствам, сопротивление заземляющих устройств не превышает 0,5 Ом. Основной задачей расчета заземляющего устройства является определение составных параметров заземления.

Исходные данные:

- площадь ОРУ 110 кВ – 44х36 м;
- грунт в месте сооружения подстанции – суглинок;
- климатическая зона – II;
- время действия релейной защиты − 0,12 с;
- полное время отключения выключателя − 0,08 с;
- наибольший ток замыкания на землю − 18,4 кА;
- имеется искусственный заземлитель: система трос-опора с сопротивлением заземления 2 Ом (данные проведенных замеров).

В соответствии с ПУЭ для стороны 110 кВ требуется сопротивление заземления, равное 0,5 Ом. Так как сопротивление естественного заземления больше чем сопротивление заземляющего устройства 0,5 Ом, необходимо устройство искусственного заземления.

Сопротивление искусственного заземлителя определяют по формуле:

$$R_{И} = \frac{R_{Е} \cdot R_{ЗМ}}{R_{Е} - R_{ЗМ}} \qquad (6.1)$$

$$R_{И} = \frac{2 \cdot 0{,}5}{2 - 0{,}5} = 0{,}667 \text{Ом};$$

Удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя, рекомендуемое для расчетов составляет ρ=100 Ом. Для климатической зоны II повышающие коэффициенты равны: 3,5 − для горизонтальных электродов, длина − 4,3 м, при глубине заложения их вершин 0,7 м.

Расчетное удельное сопротивление:

$$\rho_{Г} = \rho \cdot К_{ПГ} \quad (6.2)$$

$$\rho_{Г} = 100 \cdot 3{,}5 = 350 Ом \cdot м;$$

$$\rho_{В} = \rho \cdot К_{ПВ} \quad (6.3)$$

$$\rho_{В} = \rho \cdot К_{ПВ} = 100 \cdot 1{,}5 = 150 Ом \cdot м;$$

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода (трубы диаметром 20 мм, длиной 4,3 м на глубину 0,7 м) вычислим с помощью следующей формулы:

$$R_{ОВЭ} = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{В}}{l} \cdot (\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l}), \quad (6.4)$$

где l – длина электрода, м;
d – диаметр электрода, м;
t – глубина заложения, м.

$$R_{ОВЭ} = \frac{0{,}366 \cdot 150}{4{,}3} \cdot (\lg \frac{2 \cdot 4{,}3}{0{,}02} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2{,}5 + 4{,}3}{4 \cdot 2{,}5 - 4{,}3}) = 36{,}17 Ом;$$

Формула определения примерного числа вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{R_{ОВЗ}}{k_{ИВЗ} \cdot R_{Н}}, \quad (6.5)$$

где $k_{ИВЗ}$ − при коэффициенте использования вертикальных заземлителей ($k_{ИВЗ} = 0{,}8$);

$$n = \frac{36{,}17}{0{,}8 \cdot 0{,}667} = 67{,}7 \approx 68 шт.;$$

Сопротивление растеканию тока горизонтальных электродов (полос 40х4 мм^2), которые приваренные к верхним концам электродов определяем по формуле:

$$R_{ГЭ} = \frac{0{,}366}{l_{П}} \cdot (\frac{\lg 2 \cdot l_{П}^2}{b \cdot t}), \quad (6.6)$$

где $l_{П}$ – периметр ОРУ 110 кВ, м;

b – ширина полосы, м;
t – глубина заложения, м.

$$R_{ГЭ} = \frac{0,366}{160} \cdot (\frac{\lg 2 \cdot 160^2}{0,04 \cdot 0,7}) = 0,385 Ом;$$

Действительное сопротивление току горизонтальных электродов определим по формуле:

$$R_{ГЗЭ} = \frac{R_{ГЭ}}{k_{ИЗГ}}, \quad (6.7)$$

где $k_{ИЗГ}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов ($k_{ИЗГ}$=0,235);

$$R_{ГЗЭ} = \frac{0,385}{0,235} = 1,638 Ом;$$

После этого нужно рассчитать сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{ВЭ} = \frac{R_{ГЭ} \cdot R_N}{R_{ГЭ} - R_N} \quad (6.8)$$

$$R_{ВЭ} = \frac{1,638 \cdot 0,667}{1,638 - 0,667} = 1,125 Ом;$$

Уточненное количество вертикальных электродов (при $k_{ИВЗ}$ = 0,38):

$$n = \frac{R_{ОВЭ}}{k_{ИВЗ} \cdot R_{ВЭ}} \quad (6.9)$$

$$n = \frac{36,17}{0,38 \cdot 1,125} = 77 шт.;$$

В результате, к установке принимаем 85 электродов. Дополнительно к контуру по территории подстанции устанавливаем сетку из продольных полос, которые расположены на расстоянии 0,8–1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 5 м.

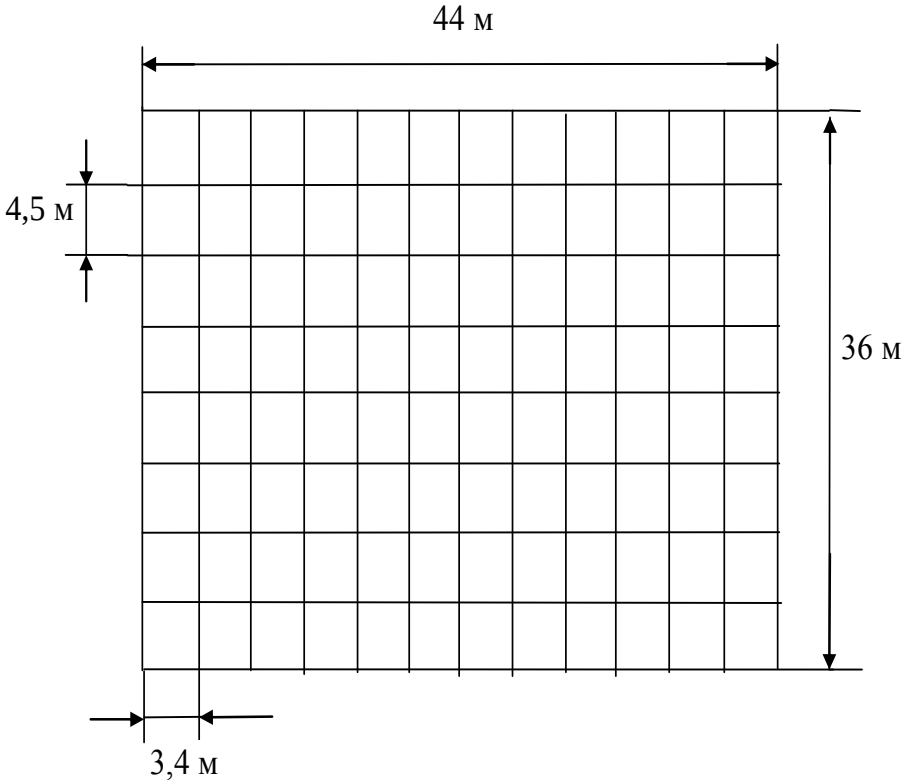


Рисунок 6.1 − Схема заземляющего устройства

6.4 Автоматическое пожаротушение

В качестве огнетушащего вещества применяется среднекратная пена.

Важным моментом проектирования всех типов АУП является разработка схем размещения оросителей (распылителей) и распределительных сетей трубопроводов.

Принимается помещение по опасности распространения пожара.

Основные расчетные параметры:

- интенсивность подачи огнетушащего средства 0,13 л/с м^2;
- продолжительность работы установки 1500 с (25 мин);
- коэффициент разрушения пены k_2=3;

Для расчета примем генератор пены ГЧС.

Значение коэффициента k=1,48. Минимальный сборный напор, м-15; Максимальный допустимый напор, м=45;

1) Рассчитываем требуемый объем раствора пенообразователя

$$V_p = \frac{K_2 \cdot W}{K_3}; \qquad (6.10)$$

где K_2 - коэффициент разрушения пены;

W - объем помещения, м^3;

K_3 - кратность пены.

$$V_p = \frac{3 \cdot 840}{80} = 31{,}5 м^3.$$

2) Находим требуемый основной объем пенообразователя:

$$V_{ПО} = \frac{V_p \cdot C\%}{100\%}; \quad (6.11)$$

$$V_{ПО} = \frac{31{,}5 \cdot 6}{100\%} = 1{,}89 м^2.$$

3) Определяем расход генератора Q при свободном напоре $H_{СВ}$=45 м, их необходимость и достаточное количество n:

$$Q = k \cdot \sqrt{H_{СВ}}; \quad (6.12)$$

$$Q = 1{,}48 \cdot \sqrt{45} = 9{,}93 л/с.$$

$$n = \frac{V_p}{Q \cdot t}; \quad (6.13)$$

где t= 25 мин=1500 секунд – продолжительность работы установки с пеной средней кратности, мин;

$$n = \frac{13{,}5}{9{,}93 \cdot 10^{-3} \cdot 1500} = 2.$$

4) Выбираем диаметр труб кольцевого питательного d_1 и подводящего трубопровода d_2:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot v}}; \quad (6.14)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 2 \cdot 9{,}93 \cdot 10^{-3}}{3{,}14 \cdot 3}} = 91 мм.$$

Принимаем d_2=100 мм, значение КТ=4322.

5) Выполняем гидравлический расчет сети основного водопитателя с учетом расходов, включающих пенообразователь, поскольку H_1=75 м, то Q=9,93 л/с.

$$H_3' = H_1 + \frac{(0{,}85 \cdot Q_1)^2 \cdot l_{1-3}}{K_r}; \quad (6.15)$$

$$H_3' = 45 + \frac{(0{,}85 \cdot 9{,}93)^2 \cdot 15}{572} = 46{,}9 м.$$

$$H_2 = H_1 + \frac{(0{,}15 \cdot Q_1)^2 \cdot l_{1-3}}{K_r}; \quad (6.16)$$

$$H_3 = 45 + \frac{(0{,}85 \cdot 9{,}93)^2 \cdot 24}{572} = 45{,}09 м.$$

$$Q_2 = K \cdot \sqrt{H_2}; \quad (6.17)$$

$$Q_2 = 1{,}48 \cdot \sqrt{45{,}09} = 9{,}94 л/с.$$

$$H_3'' = H_1 + \frac{(0{,}15 \cdot Q_1 + Q_2)^2 \cdot l_{2-3}}{K_r}; \quad (6.18)$$

$$H_3'' = 45{,}09 + \frac{(0{,}15 \cdot 9{,}93 + 9{,}94)^2 \cdot 9}{572} 47{,}14 м.$$

Напор в узловой точке 3 питательного трубопровода, так как невязка в данных условиях равна 0,24 м, будет равен:

$$H_3 = (H_3'' + H_3') \cdot 0{,}5; \quad (6.19)$$

$$H_3 = (46{,}9 + 47{,}14) \cdot 0{,}5 = 47{,}02 м.$$

Суммарный расход генераторов:

$$Q = Q_1 + Q_2 = 9{,}93 + 9{,}94 = 19{,}9 л/с.$$

Ему будет соответствовать напор на выходном патрубке основного водопитателя Н:

$$\begin{aligned} H &= 1{,}2 \cdot (H_3 - H_1 + H_{3-ОВП}) + H_1 + Z + H_{у.у} = \\ &= 1{,}2 \cdot \left(H_3 - H_1 + \frac{Q_2 \cdot l_{3-ОВП}}{K_T} \right) + H_1 + Z + \varepsilon \cdot Q^2; \end{aligned} \quad (6.20)$$

где $H_{3-ОВП}$ - потери напора на подводящем трубопроводе от узловой точки 3 до выходного патрубка водопитателя;

$l_{3-ОВП} = 51 м$ - длина трубы диаметром 100 мм;

$Z = 6 м$ - статический напор в стояке АУП;

$\varepsilon = 2{,}35 \cdot 10^{-3}$ - коэффициент потерь напора в принимаемом узле.

$$H = 1{,}2 \cdot \left(47{,}02 - 45 + \frac{19{,}9^2 \cdot 51}{4322} \right) + 45 + 6 + 2{,}35 \cdot 10^{-3} \cdot 19{,}9^2 = 59{,}9 м.$$

Выбор насосно-двигательной пары.

По найденному расходу Q=19,9 л/с и напору Н=59,9 м выбираем по каталогам насосно-двигательному пару основного водопитателя АУПП (вибираем насос К-90/55 с электродвигателем мощностью 220 кВт).

Чтобы выбрать насос дозатор уточним фактические расходы, и аппор которые обеспечит данная насосная пара в проектируемой сети. Динамические потери напора сети – это зависимость динамической составляющей $Н_{дин}$ на выходном патрубке насоса от текущих расходов Q_1, возведенных в квадрат:

$$H_{дин} = S \cdot Q_1^2 \tag{6.21}$$

В свою очередь сопративление может быть определено из выражения:

$$S \cdot = \frac{H - H_1 - Z}{Q_2} \tag{6.22}$$

$$S \cdot = \frac{59.9 - 45 - 6}{19.9} = 0.02 м / л \cdot с^{-1}$$

Результаты динамических потерь сети, рассчитываемый АУП, занесем в таблицу 6.2

Таблица 6.2 – Результаты динамических потерь

S, мл$^{-2}$ с$^{-1}$	0,02				
Q, л с$^{-1}$	5	10	15	20	25
$Н_{дин}$, м	0,5	2	4,5	8	12,5

Расчет диаметра дозирующей шайбы насоса дозатора

В заключениивыбираем насос дозатор и рассчитываем диаметр дозирующей шайбы $d_ш$. В качестве насоса дозатора принимаем ЦВ-3/80. При этом разность напоров из линии насоса дозатора и основного водопитателя в точке их врезки будет не более Н=225-58=167 м. Теперь используем выражение, позволяющее рассчитать диаметр дозирующей шайбы:

$$d_{ш} \cdot = 1.13 \cdot \sqrt{\frac{Q_{по} \cdot 10^{-3}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \lambda \cdot H}}} \qquad (6.23)$$

где m – коэффициент расхода шайбы (m=0,62 для шайбы с тонкой стенкой)

g=9,8 м/с

В результате подстановки в выражение получим, что $d_{ш}$=6,56 мм. Принципиальные тактико-технические характеристики автоматического тушения пеной, в соответствии с условием, установлены.

7 Экономическая часть

7.1 Технико-экономическое обоснование расчета подстанции

Целью технико-экономического обоснования является расчет эффективности реконструкции подстанции 110/10 кВ «Бериктас». Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии данного района со стороны 110 и 10 кВ. Необходимость реконструирования подстанции вызвана из-за увеличения нагрузок потребителей и необходимостью замены всего оборудования на более современное.

Основной задачей расчёта являются определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

Расчетный период включает в себя время строительства подстанции, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге

7.2 Сравнение эффективности вариантов для выбора трансформаторов

Число трансформаторов устанавливаемых на подстанции обычно равно двум, при этом в начальный момент устанавливается один, а при расширении устанавливается второй. В дальнейшем, с ростом нагрузки, трансформаторы заменяются на более мощные. Для чего при проектировании предусматривается место под фундаменты, для трансформаторов, следующей по шкале мощности, установленной ГОСТ.

Для решения этого вопроса выполняется технико-экономическое сравнение вариантов.

Для сравнения произведем расчет для выбранного трансформатора мощностью 6,3 МВА и 10 МВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы определяется по формуле:

$$К_з = \frac{S_р}{2 \cdot S_{ном.т}}, \qquad (7.1)$$

где $S_р$ - максимальная нагрузка, МВА;

$S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА.

В результате получаем:

$$К_{з1} = \frac{7522{,}731}{2 \cdot 6300} = 0{,}597\,,\ К_{з2} = \frac{7522{,}731}{2 \cdot 10000} = 0{,}376\,. \qquad (7.2)$$

7.3 Определение экономически целесообразного режима работы трансформаторов

Для сравнения трансформаторов необходимо знать некоторые их каталожные данные. Технико-экономические показатели трансформаторов сравниваемых вариантов приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Технико-экономические показатели сравниваемых трансформаторов

№ варианта	Тип трансформатора	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ			Напряжение КЗ $u_к$, %			Потери, кВт		$\Delta I_х$, %	Стоимость в тыс. тенге
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	$\Delta P_К$	$\Delta P_Х$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	ТМТН-6300/110/35	115	38,5	11	10,5	17	6	52	12,5	1,1	6300
II	ТДТН-10000/110/35	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	76	17	1	10000

Для производства технико-экономического сравнения произведем расчеты.

Определим потери реактивной мощности по формуле:

$$\Delta Q_х = S_{ном.т} \cdot \frac{I_х}{100},\ кВар, \qquad (7.3)$$

где $\Delta Q_х$ - реактивная мощность холостого хода, кВар;

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

$I_х$ - ток холостого тока трансформатора, %.

Для трансформатора мощностью 6,3 МВА имеем:

$$\Delta Q_х = 6300 \cdot \frac{1{,}1}{100} = 69{,}3,\ кВар. \qquad (7.4)$$

Для трансформатора мощностью 10 МВА имеем:

$$\Delta Q_х = 10000 \cdot \frac{1}{100} = 100,\ кВар. \qquad (7.5)$$

Реактивная мощность КЗ, потребляемая трансформатором при номинальной нагрузке, определяется по формуле:

$$\Delta Q_k = S_{ном.т} \frac{U_к}{100}, \text{ кВар}, \quad (7.6)$$

где ΔQ_k - реактивная мощность КЗ, кВар;

$U_к$ – напряжение КЗ, %.

Потери реактивной мощности КЗ трехобмоточного трансформатора, обычно даются в каталожных данных относительно других обмоток трансформатора. Для того чтобы определить напряжения КЗ для каждой из обмоток, воспользуемся следующими формулами [9]:

$$u_{кВ} = 0,5(u_{кВ-Н} + u_{кВ-С} - u_{кС-Н}), \%, \quad (7.7)$$

$$u_{кС} = 0,5(u_{кС-Н} + u_{кВ-С} - u_{кВ-Н}), \%, \quad (7.8)$$

$$u_{кН} = 0,5(u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}), \%. \quad (7.9)$$

Определяем численные значения для трансформатора мощностью 6,3 МВА:

$$u_{кВ} = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%, \quad (7.10)$$

$$u_{кС} = 0,5(10,5 + 6 - 17) = -0,25\%, \quad (7.11)$$

$$u_{кН} = 0,5(6 + 17 - 10,5) = 6,25\%. \quad (7.12)$$

Определяем численные значения для трансформатора мощностью 10 МВА:

$$u_{кВ} = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%, \quad (7.13)$$

$$u_{кС} = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\%, \quad (7.14)$$

$$u_{кН} = 0,5(6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75\%. \quad (7.15)$$

Полученные численные данные напряжений короткого замыкания подставляем в формулу (7.3).

Для трансформатора мощностью 6,3 МВА имеем:

$$\Delta Q_{кВ} = 6300 \cdot \frac{10,75}{100} = 677,25, \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{кС} = 6300 \cdot \frac{-0,25}{100} = -15,75, кВар, \quad (7.16)$$

$$\Delta Q_{кН} = 6300 \cdot \frac{6,25}{100} = 393,75, кВар. \quad (7.17)$$

Для трансформатора мощностью 10 МВА имеем:

$$\Delta Q_{кВ} = 10000 \cdot \frac{10,75}{100} = 1075, кВар, \ \Delta Q_{кС} = 10000 \cdot \frac{-0,25}{100} = -25, кВар; \quad (7.18)$$

$$\Delta Q_{кН} = 10000 \cdot \frac{6,75}{100} = 675, кВар; \quad (7.19)$$

Приведенные потери холостого хода трансформатора, учитывающие потери активной мощности в самом трансформаторе, и в создаваемых им элементах всей системы электроснабжения в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором, найдем по формуле:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{И.П.} \cdot \Delta Q_x \ кВт, \quad (7.20)$$

где $\Delta P_x'$ - приведенные потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_x - потери мощности холостого хода трансформатора, кВт;

$K_{И.П.}$ - коэффициент изменения потерь, принимается равным 0,02 кВт/кВар [24].

Для трансформатора мощностью 6,3 МВА имеем:

$$\Delta P_x' = 12,5 + 0,02 \cdot 69,3 = 13,886 \ кВт. \quad (7.21)$$

Для трансформатора мощностью 10 МВА имеем:

$$\Delta P_x' = 17 + 0,02 \cdot 100 = 19 \ кВт. \quad (7.22)$$

Приведенные потери короткого замыкания определяются по формуле:

$$\Delta P_к' = \Delta P_к + K_{И.П.} \cdot \Delta Q_к \ кВт, \quad (7.23)$$

где $\Delta P_k'$ - приведенные потери короткого замыкания, кВт;

ΔP_k - потери мощности короткого замыкания, кВт.

Для трансформатора мощностью 6,3 МВА получаем:

$$\Delta P_{кВ}{}' = 52 + 0,02 \cdot 677,25 = 65,545\,кВт,$$

$$\Delta P_{кС}{}' = 52 + 0,02 \cdot (-15,75) = 51,685\,кВт \qquad (7.24)$$

$$\Delta P_{кН}{}' = 52 + 0,02 \cdot 393,75 = 59,875\,кВт. \qquad (7.25)$$

Для трансформатора мощностью 10 МВА получаем:

$$\Delta P_{кВ}{}' = 76 + 0,02 \cdot 1075 = 97,5, кВт,\ \Delta P_{кС}{}' = 76 + 0,02 \cdot (-25) = 75,5, кВт, \qquad (7.26)$$

$$\Delta P_{кН}{}' = 76 + 0,02 \cdot 675 = 89,5\,кВт. \qquad (7.27)$$

Приведенные потери мощности в трехобмоточном трансформаторе определяются из выражения:

$$\Delta P_{Т}{}' = \Delta P'_{х} + \Delta P_{о.у.} + K^2_{з.в.} \cdot \Delta P'_{кв} + K^2_{з.с.} \cdot \Delta P'_{к.с} + K^2_{з.н.} \cdot \Delta P'_{к.н}, кВт, \qquad (7.28)$$

где $\Delta P_{Т}{}'$ - приведенные потери мощности в трансформаторе, кВт;

$\Delta P_{о.у}$ -потребление мощности охлаждающими устройствами, учитывается при нагрузке трансформатора более 70%, кВт;

$K_{з.в}$, $K_{з.с}$, $K_{з.н}$ - коэффициент загрузки трансформатора, соответственно обмоток ВН, СН и НН.

Для определения коэффициентов загрузки трансформаторов используем графики нагрузок, из которых найдем загрузку всех трех обмоток трансформатора:

Для трансформатора мощностью 6,3 МВА получаем:

$$K_{з.в} = \frac{7522,731}{6300} = 1,194,$$

$$K_{з.с} = \frac{3505,941}{6300} = 0,556,$$

$$K_{з.в} = \frac{4016,79}{6300} = 0,638.$$

Приведенные потери мощности будут равны, для трансформатора мощностью 6,3 МВА:

$$\Delta P_T^{'} = 13,886 + 0 + 1,194 \cdot 65,545 + 0,556 \cdot 51,685 + 0,638 \cdot 59,875 = 159,084 \text{ кВт}.$$

Для трансформатора мощностью 10 МВА получаем:

$$K_{з.в} = \frac{7522,731}{10000} = 0,752,$$

$$K_{з.с} = \frac{3505,941}{10000} = 0,351,$$

$$K_{з.в} = \frac{4016,79}{10000} = 0,401.$$

Приведенные потери мощности будут равны, для трансформатора мощностью 10 МВА:

$$\Delta P_T^{'} = 19 + 0 + 0,752 \cdot 97,5 + 0,351 \cdot 75,5 + 0,401 \cdot 89,5 = 154,71 \text{ кВт}.$$

7.4 Определение наиболее целесообразного варианта установки трансформаторов

При экономических расчетах для сравнения двух вариантов используют метод срока окупаемости. При этом методе срок окупаемости определяется по формуле:

$$T_{ок} = \frac{(K_2 - K_1)}{(C_{э1} - C_{э2})}, \text{лет}, \qquad (7.29)$$

где K_1, K_2 - капитальные вложения для первого и второго варианта соответственно, тенге;

$C_{э1}$, $C_{э2}$ - ежегодные эксплуатационные расходы для первого и второго варианта соответственно, тенге/год.

Следующий шаг по данному методу расчета – сравнение вычисленного срока окупаемости с нормативным. Нормативный срок окупаемости равен $T_н$=7 – 8 лет. Сравниваемые варианты считаются равнозначными при $T_н = T_{ок}$, при $T_н > T_{ок}$ экономичным будет вариант с большими капитальными

вложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами; при $Т_н < Т_{ок}$ экономичнее будет вариант с меньшими капитальными вложениями и большими годовыми эксплуатационными расходами [24].

При сравнении двух вариантов не всегда возникает необходимость в использовании срока окупаемости. Так, например, если один вариант имеет меньшие ежегодные эксплуатационные расходы и требует меньших капитальных вложений ($С_{э1} < С_{э2}$, $К_1 < К_2$), то он является экономически более выгодным. В варианте с равными капиталовложениями и разными эксплуатационными расходами наиболее экономичным будет вариант с меньшими эксплуатационными расходами. Если же капитальные вложения различны, а эксплуатационные расходы одинаковы, то предпочтение следует отдавать варианту с меньшими капитальными затратами.

Эксплуатационные расходы складываются из стоимости потерь электроэнергии в трансформаторах и из отчислений на амортизацию силовых трансформаторов.

Эксплуатационные расходы определяются по формуле:

$$С_э = С_П + С_а, \text{тенге} \qquad (7.30)$$

где $С_э$ - эксплуатационные расходы, тенге;

$С_П$ - стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе, тенге;

$С_а$ - отчисления на амортизацию, тенге.

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе определяется по формуле:

$$С_П = \Delta Э_{а.т.} \cdot С_{П.О.}, \text{тенге}, \qquad (7.31)$$

где $С_П$ - стоимость потерь электроэнергии, тенге;

$С_{П.О.}$ - стоимость 1 $кВт \cdot ч$ потерь электроэнергии, тенге/$кВт \cdot ч$

$\Delta Э_{а.т.}$ - потери электроэнергии в трансформаторе, $кВт \cdot ч$.

Стоимость 1 $кВт \cdot ч$ потерь электроэнергии равна 2,95 тенге/$кВт \cdot ч$.

Потери электроэнергии состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь и определяются по формуле:

$$\Delta Э_{а.т.} = N \cdot P'_х T_г + \frac{1}{N}(K^2_{з.в} \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_{п.в} + K^2_{з.с} \cdot \Delta P'_{к.с} \cdot T_{п.с} + K^2_{з.н} \cdot \Delta P'_{к.н} \cdot T_{п.}), кВт \cdot ч, \qquad (7.32)$$

где $\Delta Э_{а.т.}$ - потери электроэнергии, $кВт \cdot ч$;

N - количество параллельно работающих трансформаторов;

$T_г$ - число часов работы трансформаторов в год;

$T_{п.в}$, $T_{п.с}$, $T_{п.н}$ - время максимальной нагрузки для обмоток ВН, СН и НН соответственно, ч.

Количество параллельно работающих трансформаторов на подстанции «Бериктас» равно двум $N = 2$, число часов работы трансформаторов в год равно 8760 часов, это полное количество часов в одном годе, то есть трансформаторы, работают без отключений.

Время максимальной нагрузки для обмоток высокого, среднего и низкого напряжения определяются по годовому графику нагрузки, в момент, когда нагрузка достигает своего пикового значения, то есть когда потери достигают наибольшего значения. Для ПС «Бериктас» они равны соответственно для обмотки ВН - $T_{п.в}$=4500 ч, $T_{п.с}$=3200 ч, $T_{п.н}$=3200 ч.

Амортизационные отчисления на трансформаторы определяются по формуле:

Единовременные капитальные затраты определяются по формуле:

$$К = N \cdot К_Т, \text{тенге} \qquad (7.33)$$

где $К_Т$ - капитальные вложения на один трансформатор, тенге;

N – число параллельно работающих трансформаторов, для проектируемой подстанции равно 2.

Капитальные вложения на один трансформатор составляют:

- для трансформатора мощностью 6,3 МВА $К_Т = 6{,}3$ млн. тенге;

- для трансформатора мощностью 10 МВА $К_Т = 10$ млн. тенге.

Используя все известные численные значения и подставляя их в формулы (6.11) – (6.15) определим эксплуатационные расходы для обоих вариантов.

Для трансформатора мощностью 6,3 МВА получаем:

$$\Delta Э_{а.т.} = 2 \cdot 13{,}886 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot (1{,}194 \cdot 65{,}545 \cdot 4500 + 0{,}556 \cdot 51{,}685 \cdot 3200 +$$

$$+ 0{,}638 \cdot 59{,}879 \cdot 3200) = 526472{,}822 кВт \cdot ч;$$

$$C_{П} = 526472{,}822 \cdot 2{,}95 = 1{,}55 \text{млн тенге};$$

$$C_{а1} = 0{,}063 \cdot 12600000 = 793{,}8 \text{тыс тенге};$$

$$C_{э1} = 1553094{,}82 + 793800 = 2{,}34 \text{млн тенге}.$$

Для трансформатора мощностью 10 МВА получаем:

$$\Delta Э_{а.т.} = 2 \cdot 19 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot (0{,}752 \cdot 97{,}5 \cdot 4500 + 0{,}351 \cdot 75{,}5 \cdot 3200 +$$
$$+ 0{,}401 \cdot 89{,}5 \cdot 3200) = 597674 кВт \cdot ч;$$

$$C_{П} = 597674 \cdot 2{,}95 = 1{,}76 \text{ млн тенге;}$$

$$К_2 = 2 \cdot 10000000 = 20 млн.тенге;$$

$$С_{а2} = 0{,}063 \cdot 20000000 = 1{,}26 млн.тенге;$$

$$C_{э2} = 1763138{,}3 + 1260000 = 3{,}02 \text{ млн тенге .}$$

Расчет по формуле (7.10) совсем не обязателен, так как выполняется условие$С_{э1}$=2,34млн тенге<$С_{э2}$=3,02млн тенге,
$К_1$=12,6 млн тенге<$К_2$=20 млн тенге, т.е. экономически более выгодным является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

В данной главе были произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов. В результате расчетов были определены степени загрузки, потери мощности и электроэнергии в трансформаторах. По этим данным были найдены годовые эксплуатационные издержки и определены необходимые капиталовложения в установку трансформаторов.

Заключение

В данной проекте был произведен расчет электрической нагрузки потребителей от трансформаторной подстанции 110/35/10 кВ «Бериктас» Жамбылского района Алматинской области. Произведен выбор оптимального напряжения для высокой стороны с учетом протяженности ЛЭП и величины найденной нагрузки. Была рассмотрена и выбрана схема внешнего электроснабжения, а также определены мощности силовых трансформаторов, с учетом их оптимальной загрузки и возможных аварийных перегрузок.

В проекте проведены расчеты токов короткого замыкания, на основе которых выбраны основное электрооборудование и аппараты для проектируемой подстанции. Эти же расчетные данные использованы при разработке релейной защиты на проектируемой трансформаторной подстанции.

Установлены технические параметры заземляющих устройств и средств автоматического пожаротушения.В частности при расчете заземляющего устройства были определены сопротивление растеканию одного вертикального электрода (трубы диаметром 20мм, длиной 4.3м с глубиной заложения 0.7м) и сопротивление растеканию одного горизонтального электрода которые являются основой для дальнейшего расчета. На основе этого было определено общее количество вертикальных и горизонтальных электродов и схема их размещения. Принято к установке 85 электродов.

При расчете средств автоматического пожаротушения в качестве огнетушащего вещества выбрана среднекратная пена. В соответствии с моей темой рассчитаны требуемый основной объем пенообразователя. Установлены продолжительность работы установки с пеной средней кратности, выбраны основные технические характеристики установки (диаметр труб кольцевого питательного и подводящего трубопровода). В дальнейшем были определены расход пены на основе этого выбран насос К-95/55 с электродвигателем мощностью 220 кВт.

Отдельной главой было произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов. В результате расчетов были определены степени загрузки, потери мощности и электроэнергии в трансформаторах. По этим данным были найдены годовые эксплуатационные издержки и определены необходимые капиталовложения в установку трансформаторов. Обоснована целесообразность применения двух силовых трансформаторов мощностью по 6300 кВА.

Список используемой литературы

1 Правила устройства электроустановок.- Алматы: 2008г. 588с.

2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей ВУЗов, 2-е изд., перераб. и доп – М.: Высшая школа, 1990.-383 с.

3 Хожин Г.Х. Электроэнергетика (Электр станциялары), Оқулық, Қазахстан Республикасы білім және ғылым министерлігі бекіткен, Алматы; ЖШС РПБК «Дәуір», 2011 – 416 бет.

4 Электроснабжение, электрические сети и освещение. Цигельман И.Е., Тульчин И.К. 2-е изд. второе, перераб. и доп. М., изд. «Высшая школа» 1969 г., 439 стр. с ил.

5 Кузембаева Р.М., Соколов С.Е., Хожин Г.Х. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. Алматы: АИЭС, 2006. –92 с.

6 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.-3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.: ил.

7 Закон Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» от 03.04.2002г. газета «Индустриальная Караганда» от 15.04.2002г.

8 Закон Республики Казахстан «О безопасности и охране труда» от

28.02.2004г. газета «Индустриальная Караганда» от 07.03.2004г.

10 Руководящие указания по организации работы с персоналом на электростанциях и подстанциях: Москва 1972.- 40с.

11 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок/Упр. Техники безопасности и пром. Санитарии Минэнерго СССР-2-е изд., перераб. и доп.-М.:Энергоатомиздат, 1989.-123с.: ил.

12 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций.: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд. , перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. –608с.

13 Федоров А.А., Старкова Л.Е. «Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий».: Учеб. Пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.: ил.

14 Прузнер С.Л. Экономика, организация и планирование энергетического производства: Учебник для техникумов.-5-е изд., перераб. - М.: Энергоатомиздат, 1984.-336с., ил.