

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет «Заочный»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, мастер по ремонту

_____ / Д.В. Шумаков /

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

_____ Развитие Имилорского узла Сургутских сетей с подключением _____

_____ подстанции Медвежья 110/10 кВ _____

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.607.00. ВКР

Руководитель, доцент

_____ / В.С. Павлюков /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор работы

студент группы ПЗ – 571

_____ / К.Е. Рукавишников /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, доцент

_____ / В.С. Павлюков /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2017

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Заочный
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Рукавишников Константин Евгеньевича
(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Развитие Имилорского узла Сургутских сетей с подключением подстанции Медвежья 110/10 кВ.

Утверждено приказом по университету от 28.04.2017г. № 835

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе:

Существующая схема электроснабжения сетевого района
Геометрические и физические параметры схемы электрических соединений сетевого района
Режимные параметры существующей схемы электрических соединений
Разработка альтернативных вариантов присоединения новой подстанции для питания электроэнергией развивающегося промышленного объекта
Режимные параметры перспективной схемы электрических соединений сетевого района

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

- 1. Схемы электрических соединений открытого распределительного устройства напряжением 110/10кВ – 1 л.
- 2. План и разрезы открытого распределительного устройства 110/10 кВ- 1л.
- 3. Плакат по экономической части проекта –1 л.
- 4. Вопрос углубленной проработки 1л.

Всего ___ листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____ /Павлюков В.С./
(подпись)

Задание принял к исполнению _____ /Рукавишников К.Е./
(подпись студента)

АННОТАЦИЯ

Развитие Имилорского узла Сургутских сетей с разработкой подстанции Медвежья 110/10 кВ. - Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2017, 95 с, 4 листа чертежей ф.А1.

Произведён анализ режимов работы электрической сети. Предложены меры по реконструкции района, с подключением новой подстанций.

Разработан проект новой подстанции 110/10 кВ для обеспечения электроэнергией нефтеперерабатывающего завода, предусматривающий установку современного оборудования. Составлены сметы капитальных вложений на строительство подстанции 110 кВ и сделан расчёт себестоимости передачи электрической энергии. Проработаны вопросы релейной защиты проектируемой подстанции. Рассмотрены вопросы грозозащиты, заземления и охраны труда. В приложении приведены результаты расчётов режимов сети в различных вариантах работы сети.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рукавишников			Развитие Имилорского узла Сургутских сетей с подключением подстанции Медвежья	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Павлюков					Д	92
Реценз.						ЮУрГУ		
Н. Контр.								
Утверд.								

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА.....	9
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА.....	10
2.1 Нагрузки потребителей.....	10
2.2 Баланс мощности.....	10
2.2.1 Баланс активных мощностей.....	11
2.2.2 Баланс реактивных мощностей.....	12
2.3 Анализ работы трансформаторов установленных в системе.....	14
2.4 Расчёт приведённых нагрузок подстанций.....	16
2.5 Расчет и анализ существующего режима.....	17
2.5.1 Расчет параметров режима линий.....	17
2.5.2 Нагрузки ЛЭП существующей сети в максимальном режиме.....	18
2.5.3 Проверка сети по отклонению напряжения.....	19
2.5.4 Проверка ЛЭП по нагреву.....	19
2.6 Варианты развития схемы сети.....	20
2.6.1 Сравнение вариантов развития сети.....	20
2.6.2 Выбор сечений проводов и анализ работы сети.....	20
3 ПРИСОЕДИНЕНИЕ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	21
3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	21
4. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДУСТРОЙСТВ, КОМПОНОВКА СООРУЖЕНИЙ НА ПЛОЩАДКЕ ПОДСТАНЦИИ.....	23
4.1 Техничко-экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов проектируемой подстанции.....	24
5 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ.....	34
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	35
7. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОШИНОВКИ ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ.....	38

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, которые определяют процесс общественного производства.

Электроэнергетика — базовая инфраструктурная отрасль, в которой реализуются процессы производства, передачи, распределения электроэнергии. Она имеет связи со всеми секторами экономики, снабжая их произведенными электричеством и теплом и получая от некоторых из них ресурсы для своего функционирования.

Рост объема промышленного, сельскохозяйственного производства, а также бытовых потребителей приводит к увеличению электрической нагрузки в распределительных и питающих сетях объединенной энергосистемы по сравнению с предыдущими годами. Это требует значительного обновления энергетических сетей, так как оборудование, находящееся в эксплуатации, в большинстве своем выработало свой ресурс, многое оборудование морально и физически устарело на фоне появления более современных электрических трансформаторных подстанций.

Темой данной выпускной квалификационной работы является: Развитие Импортерского узла Сургутских сетей с разработкой подстанции Медвежья 110/10 кВ.

Для экономического развития Западной Сибири в первую очередь необходимо поднимать промышленность. А так как, в этом регионе имеется и добывается нефть, то необходимо начинать со строительства нефтеперерабатывающего завода. Это приведет к образованию новых рабочих мест для высококвалифицированных рабочих и служащих, дополнительные поступления в бюджет региона, будет способствовать к снижению цен на горюче-смазочные материалы из-за уменьшения транспортных расходов.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, Инструкции по переключениям, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, Инструкции по проектированию городских электрических сетей и других документов.

Цель работы – Разработать проект новой подстанции электрической сети. Включить в разработку конфигурации сети, устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики для силовых линий, трансформаторов, молниезащиты, сооружения, системы заземления, вспомогательные системы(вентиляции, кондиционирования, обогрева, автоматического пожаротушения, освещения территории, охранно-пожарной сигнализации, технологического и охранного видеонаблюдения, устройства плавки гололёда на воздушных линиях, технического и коммерческого учёта электроэнергии). Отобразить в схемах подстанции Медвежья 110/10 кВ.

Для осуществления этой цели необходимо решить следующие задачи для развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей.

Качественное проектирование подстанции является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

В дипломном проекте использованы типовые решения по главным схемам электрических соединений, схемам релейных защит и устройств автоматики, аппаратов и технологий производства и передачи электроэнергии.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

Выбор места расположения подстанции Медвежья 110/10 Кв пригород города Сургут.

Сургут стратегически важный центр нефте- и газодобывающей промышленности Российской Федерации, административный центр Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа— Югра, крупнейший город округа. В Сургуте работают одни из самых мощных электростанций мира ГРЭС-1 и ГРЭС-2.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

От Сургутской ГРЭС-1 получают питание подстанции Сургутских электрических сетей филиала ОАО «Тюменьэнерго»: «п/ст Имилор», « п/ст Пачетлор», п/ст «Сургут», от этих подстанций в свою очередь питаются подстанции западного района 110/35/6-10кВ.

Задачей данного проекта является создание эскизного проекта развития районной электрической сети в связи с появлением новых нагрузок в связи со строительством завода. В процессе проектирования решаются следующие задачи:

- анализируется существующая сеть энергосистемы и составляется баланс активных и реактивных мощностей с учетом перспективного развития рассматриваемого района;

- выбираются рациональные варианты схем электрической сети с обоснованием конфигурации сети, номинальных напряжений, числа и мощности трансформаторов на подстанциях, материала и сечений проводов ЛЭП;

- сопоставляются предложенные схемы по техническим показателям, и выбирается оптимальный вариант по результатам технико-экономического анализа;

- рассчитываются режимы работы сети;

- рассматривают необходимость поддержания качества электроэнергии и производят выбор средств регулирования;

- определяются экономические показатели принятой схемы электрической сети.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

2.1 Нагрузки потребителей

От режимов потребления электроэнергии зависят режимы работы энергетических установок. Чтобы рассчитать электрическую сеть использовались нагрузки, приближенные к реальному потребителю в период наибольших нагрузок, которой приходится на средний отрезок зимы (декабрь). Исходные мощности нагрузок показаны на электрической схеме района.

2.2 Баланс мощности

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

2.2.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как

$$\sum P_2 = \sum P_n, \quad (1)$$

где $\sum P_2$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_n$ – суммарное потребление мощности.

Баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В данном случае таким узлом является подстанция №1.

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_n$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{сн}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_l$ и трансформаторах $\sum \Delta P_m$ [1]:

$$\sum P_n = \sum P_n + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_l + \sum \Delta P_m \quad (2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях примем 2%, в трансформаторах 1,2% от мощности нагрузок. Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин низкого напряжения. Нагрузки подстанций и потери в трансформаторах сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Активные нагрузки на подстанциях и потери в трансформаторах

№ подстанции	Активная нагрузка, МВт	Потери в трансформаторах, МВт
КНС-2	P=16,7	0,2
Газлифт	P=38	0,45
КНС-11	P=40,3	0,48

Из баланса мощности мы видим, что можно для системы подключить нагрузку до 50 МВт.

2.3 Анализ работы трансформаторов установленных в системе ПТЭСиС.

Необходимость в реконструкции подстанции возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-85. На время максимума, аварийную перегрузку трансформаторов $k_{ав}$ рекомендуется принимать равной 140%, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток, при этом коэффициент загрузки k_3 в нормальном режиме работы трансформатора зависит от количества трансформаторов, установленных на подстанции.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 2-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций это условие выполняется, если:

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав} \quad (6)$$

Здесь n_m , S_m – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$S_{ав}$ – определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования ($S_{н рез}$) по сети низкого напряжения $S_{ав} = S_{нб} - S_{н рез}$.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$S_{нб} = k_m \cdot S_{н(макс)},$$

где k_m – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании можно принять $k_m = 1$, $S_{н рез} = 0$.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Приведем пример расчета потерь мощности и коэффициента аварийной перегрузки трансформатора на подстанции Брусничная.

Тип трансформатора ТДТН-25000/110/35/6.

На рисунке 1 - представлена схема замещения трёхобмоточного трансформатора.

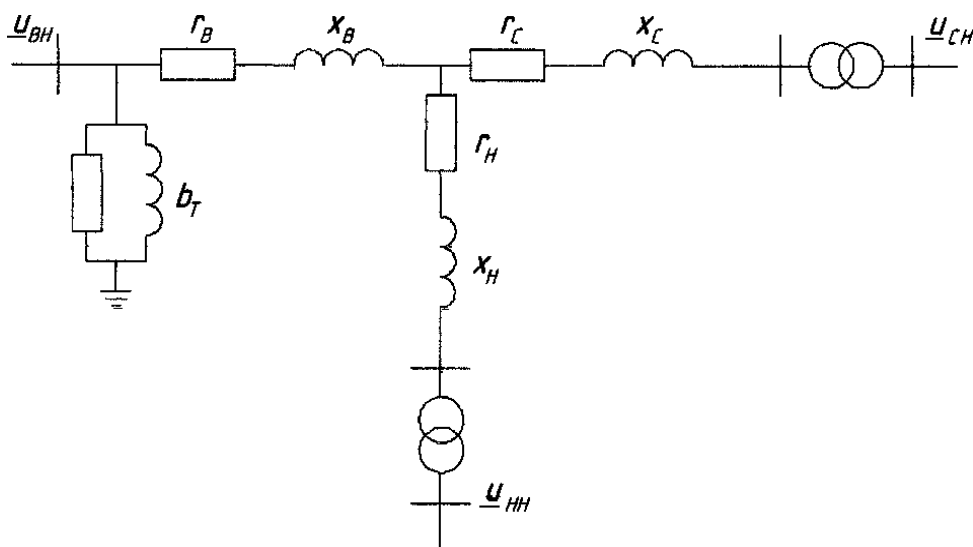


Рисунок 1 – Схема замещения трёхобмоточного трансформатора
Количество трансформаторов – 2.

Справочные данные приведены в таблице 3

Таблица 3 – Справочные данные трансформатора ТДТН-25000/110/35/6

$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ			R, Ом			X, Ом			ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
25	115	38,5	6.6	1,5	1,5	1,5	54	0	33	36	250

Мощность подстанции в нормальном режиме:

$$S = S_{35} + S_6 = 13,34 + j5,4 + 4,4 + j1,8 = 17,74 + j7,2 \text{ МВА.}$$

Мощность, приходящаяся на один трансформатор: $S = 8,87 + j3,6 \text{ МВА.}$

Рассчитаем потери в трансформаторе по формулам [4]:

$$\Delta P_m = n \cdot \left(\frac{S_{вн}^2}{U_{вн}^2} \cdot R_{вн} + \frac{S_{сн}^2}{U_{вн}^2} \cdot R_{сн} + \frac{S_{нн}^2}{U_{вн}^2} \cdot R_{нн} + \Delta P_x \right), \quad (7)$$

$$\Delta Q_m = n \cdot \left(\frac{S_{вн}^2}{U_{вн}^2} \cdot X_{вн} + \frac{S_{сн}^2}{U_{вн}^2} \cdot X_{сн} + \frac{S_{нн}^2}{U_{вн}^2} \cdot X_{нн} + \Delta Q_x \right), \quad (8)$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot \left(\frac{(2,2 + j0,9)^2}{115^2} \cdot 1,5 + \frac{(6,67 + j2,7)^2}{115^2} \cdot 1,5 + \frac{(8,87 + j3,6)^2}{115^2} \cdot 1,5 + 0,036 \right) = 0,106 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left[\frac{(2,2 + j0,9)^2}{115^2} \cdot 33 + \frac{(8,87 + j3,6)^2}{115^2} \cdot 54 + 0,25 \right] = 1,276 \text{ МВАр}.$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_H}{n_m \cdot S_m} = \frac{19,5}{2 \cdot 25} \cdot 100\% = 38\% \quad (9)$$

Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора:

$$K_{ав} = \frac{S_H}{(n - n_{отк}) \cdot S_m} = \frac{19,15}{(2 - 1) \cdot 25} \cdot 100\% = 76\%.$$

Аналогичный расчёт проведём для трансформаторов всех подстанций, и результат расчёта сведём в Таблицу 4. Из таблицы видно, что трансформаторы в замене не нуждаются.

2.4 Расчёт приведённых нагрузок подстанций.

Подстанции в расчетной схеме учитываются приведенными нагрузками, которые включают в себя заданную мощность подстанции в рассматриваемом режиме S_H и потери мощности в трансформаторах ΔS_T :

$$S_{пр} = S_H + \Delta S_T.$$

В таблицу 4 сведем расчетные нагрузки.

Таблица 4 – Расчетные нагрузки подстанций.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

№ п/ст	Тип трансформатора, S МВА	Число трансформаторов на п/ст	Мощность подстанции, МВА	Нагрузка трансформатора в нормальном режиме, %	Нагрузка трансформатора в аварийном режиме, %	Потери в трансформаторах, МВА	Приведенная нагрузка, МВА
Брусничная	ТДТН-25	2	17,74+j7,2 $ S =19,15$	38	76	0,106+j1,27 6	17,85+j15,58
КНС-2	ТДТН-25	2	16,7+j5.3 $ S =17,52$	35	70	0,0629+j1,1 4	16,76+j6,4 4
Газлифт	ТДТН-40	2	38+j12.1 $ S =39.88$	50	100	0,16+j2,66	38,16+j14,76
КНС-11	ТДТН-40	2	40.3+j12.9 $ S =42.31$	53	106	0,176+j2,94	40,47+j15,84
КНС-7	ТДТН-40	2	16.2+j5.2 $ S =17.01$	21	42	0,099+j0,9	16,3+j6,1
КНС- 9	ТДТН-16	2	15.5+j5.5 $ S =16.28$	33	66	0,096+j1,08	15,6+j6,58
КСП-4	ТДТН-25	2	21.1+j6.7 $ S =22.14$	44	88	0,116+j1,55	21,21+j8,2 5

2.5 Расчет и анализ существующего режима

2.5.1 Расчет параметров линий

Приведем пример расчета параметров линии и потерь в ней

Л-12-1,2: Пачетлор – п/ст КНС-11.

Марка провода: 2×АС–150/24. Длина линии: 15,3 км.

Погонные параметры [3]: $r_0 = 0,195$ Ом/км; $x_0 = 0,427$ Ом/км; $b_0 = 2,74 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Рассчитаем приведенные параметры линии:

$$r = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad x = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad b = b_0 \cdot l \cdot n,$$

где r , x , b – активное, индуктивное сопротивления, емкостная проводимость линии соответственно;

L – длина линии;

r_0 , x_0 , b_0 погонные сопротивления и проводимости линии. Для расчета этих параметров необходимы исходные данные: номинальное напряжение линии, количество. Схема замещения линии электропередачи цепей линии, марка и сечение провода, расположение проводов на опоре и расстояние между проводами. Таким образом, в расчетах получаем:

$$r = \frac{0,195 \cdot 15,3}{2} = 1,49 \text{ Ом,}$$

$$x = \frac{0,416 \cdot 15,3}{2} = 3,18 \text{ Ом,}$$

$$b = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 15,3 \cdot 2 = 0,08 \text{ м.}$$

Данные по остальным линиям сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры линий электропередач

ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСим/км	r , Ом	x , Ом	b , мСим
Л-1-1,2	79,5	2	АС-120/19	0,25	0,42	2,69	19,87	33,4	0,427
Л-2-1,2	0,08	2	АС-120/19	0,25	0,42	2,69	0,01	0,016	0,0004
Л-3-1,2	4,45	2	АС-120/19	0,25	0,42	2,69	0,55	0,9	0,024
Л-4-1,2	3,6	2	АС-120/19	0,25	0,42	2,69	0,9	1,51	0,0194
Л-5-1,2	0,29	2	АС-120/19	0,25	0,42	2,69	0,036	0,058	0,0015
Л-6-1,2	60,6	2	АС-185/24	0,157	0,409	2,82	4,76	12,39	0,341
Л-7-1,2	5,6	2	АС-95/16	0,31	0,43	2,65	0,88	1,15	0,029
Л-8-1,2	0,15	2	АС-185/24	0,157	0,409	2,82	0,012	0,029	0,0008
Л-9-1,2	0,23	2	АС-185/24	0,157	0,409	2,82	0,018	0,045	0,0013
Л-10-1,2	11,64	2	АС-185/24	0,157	0,409	2,82	0,925	2,23	0,063
Л-11-1,2	8,2	2	АС-120/19	0,25	0,42	2,69	1,02	1,72	0,044
Л-12-1,2	15,3	2	АС-150/19	0,25	0,42	2,69	1,49	3,18	0,08
Л-13-1,2	11,1	2	АС-95/16	0,31	0,43	2,65	1,72	2,38	0,058

2.5.2. Нагрузки ЛЭП существующей сети в максимальном режиме.

Таблица 6 - Нагрузки ЛЭП существующей сети.

Параметры линий сети				
----------------------	--	--	--	--

№ Линия	Марка провода	Кол-во цепей	Максимальный ток в линии, А	Допустимый длительный ток одной цепи, А	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А
Л-1-1,2	АС-120/19	2	109,8	390	190
Л-2-1,2	АС-120/19	2	117	390	190
Л-3-1,2	АС-120/19	2	89,6	390	190
Л-4-1,2	АС-120/19	2	190,1	390	190
Л-5-1,2	АС-120/19	2	89,3	390	190
Л-6-1,2	АС-185/24	2	218	520	265
Л-7-1,2	АС-95/16	2	91,9	330	265
Л-8-1,2	АС-185/24	2	35,7	520	265

Продолжение таблицы 6

Л-9-1,2	АС-185/24	2	210	520	265
Л-10-1,2	АС-185/24	2	206	520	265
Л-11-1,2	АС-120/19	2	100	390	190
Л-12-1,2	АС-150/24	2	224	450	265
Л-13-1,2	АС-95/16	2	58,8	330	265

Как видно из таблицы 6, ЛЭП в замене не нуждаются. Существующая сеть в режиме максимальных существующих нагрузок проверена и в реконструкции не нуждается.

2.5.3 Проверка сети по отклонению напряжения.

Допустимое напряжение на подстанции должно находиться в пределах $\pm 5\%$ от номинального, для подстанций с нерегулируемым напряжением и $\pm 15\%$ для подстанций с регулируемым напряжением под нагрузкой (РПН).

Максимальное напряжение $U = 113$ кВ на подстанции Сургут, минимальное $U = 112$ кВ на подстанции КНС-11. Эти напряжения лежат в допустимых пределах, что говорит о нормальной работе системы.

2.5.4 Проверка ЛЭП по нагреву.

Проверку ЛЭП будем производить по следующим условиям:

1. Ток в линии не должен превышать допустимого по нагреву тока:

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ						

$$I_{ЛЭП} \leq I_{доп}. \quad (10)$$

2. Ток в линии в аварийном режиме, т.е. при отключении второй цепи, либо другой линии, не должен превышать допустимого по нагреву тока:

$$I_{ЛЭП_Ав} \leq I_{доп}. \quad (11)$$

3. Ток в линии не должен превышать экономически целесообразного тока для данного сечения провода:

$$I_{ЛЭП} \leq I_{эк} \quad (12)$$

2.6 Варианты развития схемы сети

2.6.1 Сравнение вариантов развития сети

Сравнение будем производить по нескольким параметрам, самые главные из которых стоимость дополнительно сооружаемых линий и надёжность электроснабжения потребителей. Следовательно, сразу не рассматривается второй вариант, в связи с дорогостоящей установкой опор в различные районы. Дешевле подключить вновь вводимую подстанцию к одной из отпаяк. У первого и второго варианта имеются параллельные связи, что будет надёжным электропитанием, соединение системой может осуществляться через две п/ст.

Из вышеприведённых соображений, считается целесообразным более подробно рассмотреть все варианты развития сети для выбора наиболее дешёвых и надёжных.

Произведем сравнение этих вариантов по технико-экономическим показателям, сравним затраты на их строительство.

2.6.2 Выбор сечений проводов и анализ работы сети

Выбор экономических сечений проводов является одной из главных задач проектирования и сооружения электрических сетей, так как связан со значительными капиталовложениями, основными расходами проводниковых материалов, потерями мощности и электроэнергии в системах. Для вновь проектируемых линий сечения выбираем с помощью метода экономических интервалов для энергосистемы Западной Сибири.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

На выбранные экономические сечения накладываются ограничения, учитывающие ряд технических требований. Сечения проводников по нагреву должны обеспечить условие: $I_{\text{ут.реж.}} < I_{\text{доп.}}$

Для устранения коронирования и радиопомех выбираемые сечения должны удовлетворять условию: $F_i > F_{\text{min.}}$

Для уже существующих линий сечения выбираются по условию:

$$I_{\text{нб}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{нб}} = \left| \frac{S_{\text{ут.реж.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \right|$$

$I_{\text{нб}}$ выбирается для наибольшего потока мощности в линии, если линия двухцепная то $I_{\text{нб}} = I_{\text{ном}}/2$ Допустимый ток берётся из справочника для соответствующего сечения линии. Если для существующей линии $I_{\text{нб}} > I_{\text{доп}}$ то выбираем новое сечение по методу экономических интервалов. Для каждого режима сети определяем максимальное падение напряжения в процентах от номинального:

$$\Delta U \% = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%$$

3 ПРИСОЕДИНЕНИЕ НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Так как от проектируемой подстанции получают питание потребители I и II категории надежности, то согласно ПУЭ [2] электроснабжение осуществляется от 2-х независимых источников. Выбираем 2 силовых трансформатора.

Технически приемлемая мощность трансформаторов [2]:

$$S_m = \frac{P_{\text{в.макс}} K_{I,II}}{\cos \phi_n K_{ав}}, \quad (13)$$

где

$\cos \phi_n$ – коэффициент мощности нагрузки;

$K_{I,II}$ коэффициент участия потребителей I и II категории надежности в максимуме нагрузки;

$K_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

Определим коэффициент аварийной перегрузки для трансформаторов проектируемой подстанции.

Согласно ПУЭ [2] в аварийных режимах трансформатор можно перегружать на 40% ($K_{ав} = 1,4$) на время максимумов общей продолжительностью 6 часов в сутки в течение не более 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75. Если хоть одно из этих условий не выполняется, то ПТЭ [3] разрешают перегрузку на 30% ($K_{ав} = 1,3$) в течение 120 минут.

Примем коэффициент аварийной перегрузки ($K_{ав} = 1,4$), так как общая длительность максимума нагрузки составляет 5 часов, а коэффициент заполнения суточного графика нагрузки $K_{сзн} = 0,71$.

$$S_m = \frac{15}{0,85} \cdot \frac{0,7}{1,4} = 8,8 \text{ МВА.}$$

По шкале стандартных значений мощностей трансформаторов ГОСТ 12965–74, выбираем следующие варианты для технико-экономического сравнения:

а) трансформаторы с номинальной мощностью: $S_H = 10 \text{ МВА}$;

б) трансформаторы с номинальной мощностью: $S_H = 16 \text{ МВА}$.

Исходя из напряжений, необходимых для электроснабжения потребителей, подключенных к подстанции, технико-экономическое сравнение производится для следующих типов трансформаторов:

а) ТДН – 10000/110;

б) ТДН – 16000/110.

Параметры этих трансформаторов приняты по таблице 3.6[4] и сведены в т.7. Таблица 7 – Параметры силовых масляных трансформаторов, участвующих в технико-экономическом сравнении.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Тип	U, кВ	Потери, кВт		Uк, %	I _{хх} ,%	Масса, Т		Цена, тыс.руб.
		P _{хх}	P _к			полная	масла	
ТДН- 10000/110	110/10	18,0	60,0	10,5	0,9	43,4	14,9	1400
ТДН- 16000/110	110/10	21,0	90,0	10,5	0,85	52,0	16,4	1680

В таблице использованы следующие обозначения:

P_k – номинальное напряжение обмоток трансформатора, кВ;

U – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

P_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

U_к – напряжение короткого замыкания, %;

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %.

4 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДУСТРОЙСТВ, КОМПОНОВКА СООРУЖЕНИЙ НА ПЛОЩАДКЕ ПОДСТАНЦИИ

В целях индустриализации и ускорения монтажа подстанции принимаем комплектную трансформаторную подстанцию из блоков заводского изготовления: КТПБ 110/10 – 5 – М - 2 × 10000 – 59 У1 [11].

Открытое распреустройство 110 кВ КТПБ состоит из:

- блоков высоковольтного оборудования;
- приемных устройств ВЛ 110 кВ;
- ошиновки 110 кВ;
- металлических конструкций для прокладки контрольных кабелей;

ОРУ 110 кВ выполняется из отдельных блоков, на которых смонтировано оборудование, аппаратура и внутренние соединения цепей вторичной коммутации. Смежные блоки посредством железобетонных лежней объединены в группы, каждая из которых представляет собой единый конструктивный элемент.

В качестве РУ-10кВ используются комплектные распределительные устройства

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

наружной установки (КРУН) серии К - 59 с вакуумными выключателями ВВ/TEL - 10. Число шкафов КРУН - 14.

Металлоконструкции блоков обеспечивают нормальные условия работы, транспортировки элементов оборудования и обладают достаточной механической прочностью.

Оперативная цепь электрических аппаратов 110 и 10 кВ выполняется электромагнитной блокировкой с питанием выпрямленным оперативным током напряжением 220 В.

При температуре ниже 5 °С автоматически подключаются электронагреватели в шкафах приводов выключателей, а при -25 °С под баками выключателей 110 кВ. Автоматика обогрева размещается в шкафах КРУН.

3.2 Технико-экономический расчет по выбору мощности силовых трансформаторов проектируемой подстанции

Интегральные показатели экономической эффективности и их использование

При оценке экономической эффективности необходимо обязательно рассмотрение двух и более вариантов технических решений, обеспечивающих достижение одной цели.

Сравнение различных вариантов схем электроснабжения проектируемого объекта и их напряжений, числа и мощности трансформаторов, сечений проводников ЛЭП и выбор лучшего из них рекомендуется производить с использованием интегральных показателей относительной экономической эффективности.

При сравнении различных вариантов проекта они должны быть приведены к сопоставимому виду.

К числу интегральных показателей экономической эффективности относятся[3]:

интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД);

индекс доходности ;

внутренняя норма доходности.

Интегральный эффект ($E_{инт}$) определяется как сумма текущих (годовых) эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или как

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

превышение интегральных результатов (доходов) над интегральными затратами (расходами).

Величина $\mathcal{E}_{\text{инт}}$ (чистого дисконтированного дохода) вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t - K, \quad (14)$$

где R_t – результат (доходы), достигаемые на t -ом шаге расчета; Z_t – затраты (без капитальных), осуществляемые на t -ом шаге расчета; T – продолжительность расчетного периода или горизонт расчета (принимается по согласованию с руководителем проекта);

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (15)$$

α_t – коэффициент дисконтирования; E – норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал (принимается по рекомендации консультанта); t – номер шага расчета, как правило, по годам, начиная с момента начала осуществления проекта;

Величина дисконтированных капиталовложений:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t, \quad (16)$$

K – сумма дисконтированных капиталовложений; K_t – капиталовложения на t -ом шаге.

Индекс доходности представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине дисконтированных капиталовложений

$$ИД = \frac{\text{ЧДД}}{K_0}, \quad (17)$$

Внутренняя норма доходности ($E_{\text{вн}}$) представляет собой ту норму дисконта $E_{\text{вн}}$, при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. Иными словами $E_{\text{вн}}$ является решением уравнения:

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{\text{вн}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{\text{вн}})^t}, \quad (18)$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Если расчет интегрального эффекта проекта дает ответ на вопрос, является он эффективным или нет при заданной норме дисконта E , то ВНД проекта определяется в процессе расчета и затем сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. В случае, когда ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, капиталовложение в данный проект оправдано.

Срок окупаемости – минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект (ЧДД) становится неотрицательным. Иными словами это – период (измеряемый в годах или месяцах), после которого первоначальные вложения и другие затраты покрываются суммарными результатами (доходами) его осуществления. Срок окупаемости находится графически, после определения интегральных эффектов.

Показатели финансовой эффективности

После определения интегральных показателей экономической эффективности проекта необходимо оценить финансовое состояние предлагаемого проекта (вариантов проекта). В качестве критериев финансовой оценки используются: рентабельность производства, рентабельность продукции, коэффициент ликвидности.

Рентабельность производства определяется:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_B}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\% \quad (19)$$

где Π_B – валовая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности за расчетный период T , (т.руб./год); $\sum_{t=0}^T K_t$ – среднегодовая стоимость производственных фондов (т.руб.).

Рентабельность продукции определяется:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_{\text{ч}}}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% \quad (20)$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

где $\Pi_{\text{ч}}$ – чистая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности за расчетный период T (т.руб./год); $\sum_{t=0}^T R_t$ – суммарная выручка от реализации товара (т.руб./год).

В дополнение к стоимостным показателям в оценке эффективности проекта следует использовать в том числе, производительность труда, удельные расходы и потери энергии, трудоемкость обслуживания системы электроснабжения, надежность электроснабжения.

Полученные значения экономической и финансовой эффективности, для сравниваемых вариантов, сводятся в таблицы 8 и 9.

Исходные данные

При определении капиталовложений были использованы справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [7] с учетом коэффициента удорожания $K_{\text{уд}}=35$.

1) 2·ТДН– 10000/110 $\Delta W_1 = 1393$ тыс.кВт ч/год;

2·ТДН– 16000/110 $\Delta W_2 = 1888$ тыс.кВт ч/год.

2) $K_1=2800$ тыс.руб.

$K_2=3360$ тыс.руб.

Норма доходности рубля принимается согласно среднего процента по банковским кредитам ($E=10\%$). При определении затрат на обслуживание энергообъекта принимается норма на обслуживание $p_0=6\%$ от капиталовложений. Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{\text{П/СТ}} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{\text{пост}}) \alpha_p, \quad (21)$$

где K_i - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью; n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования; $K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

α_p - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек.

Расчетная стоимость автотрансформаторов и трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительно-монтажные работы. Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Примем продолжительность строительной стадии – 3 года, причём с начала

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

третьего года подстанция будет введена в работу, распределим капиталовложения по первому, второму и третьему году строительства - 20%, 40% и 60% соответственно. Примем продолжительность расчётного периода (горизонт расчёта) равным 13 годам (2006-2018гг), тариф на электроэнергию, коэффициент дисконтирования задаётся руководителем экономической частью проекта, время использования максимума нагрузки составляет 5622ч, кол-во электроэнергии передаваемой за год 84340МВт·ч.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 Ожидаемые технико-экономические показатели системы электроснабжения (вариант №1)

Показатели	Ед.изм	Величина показателя												
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
выручка от реализации	т.р.				58440,4	63310,5	68180,5	69803,8	71427,8	73050,5	74673,8	77920,5	82791	87660,6
кап. вложения	т.р.	560	1400	840										
уд. себестоимость передачи и распредел.эл.эн.	р/кВт ч				0,16	0,178	0,192	0,197	0,201	0,206	0,210	0,22	0,233	0,247
затраты на потери эл.эн.	т.р.				1249,1	1353,2	1457,3	1491,9	1526,6	1561,3	1596	1665,4	1769,5	1873,6
отчисление на экспл. обслуживание	т.р.				168	168	168	168	168	168	168	168	168	168
налоги и сборы	т.р.				34213,8	37073,6	39933,1	40886,3	41839,9	42792,7	43745,9	45652,3	48512,1	51371,4
чистый доход (без дисконт-я)	т.р.	-560	-1400	-840	22810,3	24715,7	26622,1	27257,6	27893,3	28528,5	29164,1	30434,8	32341,4	34547,6
коэфф-т дисконт-я	о.е.	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42
ЧДД	т.р.	-745,4	-1694	-924	22810,3	22491,3	22096,3	20443,2	18967,4	17687,67	16331,9	15521,7	15200,5	14509,7
ЧДД нарастающим итогом	т.р.	-745,4	-2439,4	-3363,4	19446,9	41938,2	64034,5	84477,7	103445,1	121132,7	137464,5	152986,2	168186,6	181996,2
рентабельность продукции	%				39,03	35,53	39,05	39,05	39,05	39,05	39,06	39,05	39,09	39,05
валовая прибыль	т.р.				57023,3	61789,3	66555,2	68143,9	69733,2	71321,2	72910	76087,1	80853,5	85619
тариф	р/кВт ч	0,7	0,75	0,825	0,9	0,975	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,2	1,275	1,35

Таблица 9 - Ожидаемые технико-экономические показатели системы электроснабжения (вариант №2)

Показатели	Ед.изм.	Величина показателя												
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
выручка от реализации	т.р.				58440,4	63310,5	68180,5	69803,8	71427,8	73050,5	74673,8	77920,5	82791	87660,6
кап.вложения	т.р.	672	1680	1008										
уд. себестоимость передачи и распредел.эл.эн.	р/кВтч				0,165	0,18	0,193	0,198	0,202	0,206	0,211	0,221	0,241	0,246
затраты на потери эл.эн.	т.р.				1773,2	1921	2068,7	2118	2167,2	2216,5	2265,7	2364,2	2512	2659,8
отчисление на экспл. обслуживание	т.р.				201,6	201,6	201,6	201,6	201,6	201,6	201,6	201,6	201,6	201,6
налоги и сборы	т.р.				33879,4	36712,4	39546,1	40491	41435,4	42379,4	43324,7	45212,7	48046,8	50880,4
чистый доход (без дисконт-я)	т.р.			-1008	22585,6	24475	26364,1	26993,5	27623,6	28252,9	28883,1	30151,9	32131,2	33930,6
коэфф-т дисконт-я	о.е.	-672	-1680											
ЧДД	т.р.	1,331	1,21	1,1	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42
ЧДД нарастающим итогом	т.р.	-894,4	-2032,8	-1108,8	22585,6	22027,5	21882,2	20245,1	18784	17516	16199,8	15472	15094,7	14446,5
	т.р.	-894,4	-2927,2	-4036	14728	36755,5	58637,7	78883,6	97673,6	11512,2	131392	146964	159058,7	172696,3
рентабельность продукции	%				38,65	38,65	38,71	39,01	38,99	38,67	39,01	39,06	38,84	
валовая прибыль	т.р.				56465,6	61187,4	65910,2	67484,2	69059	70632,4	72207,8	75354,5	80078	84800,6
тариф	р/кВтч	0,7	0,75	0,825	0,9	0,975	1,05	1,075	1,1	1,125	1,15	1,2	1,275	1,35

По данным таблиц графически определим сроки окупаемости проектов.

По данным таблицы 8, таблицы 9, составляем таблицу 10.

Таблица 10 - технико-экономическое обоснование вариантов электроснабжения.

Технико-экономическое обоснование вариантов электроснабжения			
Показатели	Ед.изм.	вариант1	вариант2
Напряжение	кВ	110/10	110/10
Мощность	МВА	10	16
Число часов использования максимума нагрузки	ч/год	5622	5622
Рентабельность продукции	%	29,37	28,89
Интегральный эффект	т.р.	181996,2	172696,3
Срок окупаемости	лет	2,7	2,8

На основании анализа экономической эффективности можно сделать вывод, что по сроку окупаемости варианты равнозначны.

Определяющим критерием является ЧДД. Поэтому предлагается к реализации вариант 1 СЭС (2хТДН-10000/10).

Проверка трансформаторов на допустимые систематические нагрузки

Для проверки на допустимые систематические перегрузки используем зимний суточный график нагрузки в соответствии с ГОСТ 14209 – 85.

Эквивалентная нагрузка подстанции:

$$S_{\text{э}} = \frac{1}{\cos \phi_n} \sqrt{\frac{\sum (P_i^2 t_i)}{\sum t_i}} \quad (22)$$

где

P_i – мощность i -ой ступени графика нагрузки, МВт (для $S_{1\text{э}}$ – все ступени, для которых $P_i / \cos \phi_n < 2S_{\text{шт}}$, для $S_{2\text{э}}$ – все остальные ступени);

t_i – продолжительность i -ой ступени графика нагрузки, ч.

$$S_9 = \frac{1}{0,85} \cdot \sqrt{\frac{15^2 \cdot 5 + 13,5^2 \cdot 2 + 12^2 \cdot 3 + 10,5^2 \cdot 7 + 9^2 \cdot 12 + 7,5^2 \cdot 19}{5 + 2 + 3 + 7 + 12 + 19}} = 11,7 \text{ МВА}$$

Коэффициент эквивалентной нагрузки:

$$K_9 = \frac{S_9}{2S_{\text{шт}}} \quad (23)$$

$$K_9 = 11,7 / 2 \cdot 10 = 0,59.$$

Время максимума графика нагрузки составляет 5 часов. Эквивалентная температура охлаждающей среды по таблице 1.37 [4] для Сургутского района $\Theta_{\text{охл.с}} = -14,1^\circ \text{C}$.

По нормам максимально допустимых систематических перегрузок трансформаторов (таблица 1.36 [4]), трансформаторы с системой охлаждения Д при коэффициенте предварительной загрузки $K_1 = 0,6$ можно перегружать до $K_2 = 1,46$ в течении 6 часов при температуре охлаждающей среды $\Theta_{\text{охл}} = -10^\circ \text{C}$. То есть выбранные трансформаторы проходят по максимально допустимым систематическим перегрузкам, так как $K_2 > K_9$ ($1,46 > 0,59$).

Так как длительность максимума графика нагрузки не превышает 6 часов, то при дальнейших расчетах будем ориентироваться на $K_{\text{ав}} = 1,4$.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

5 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

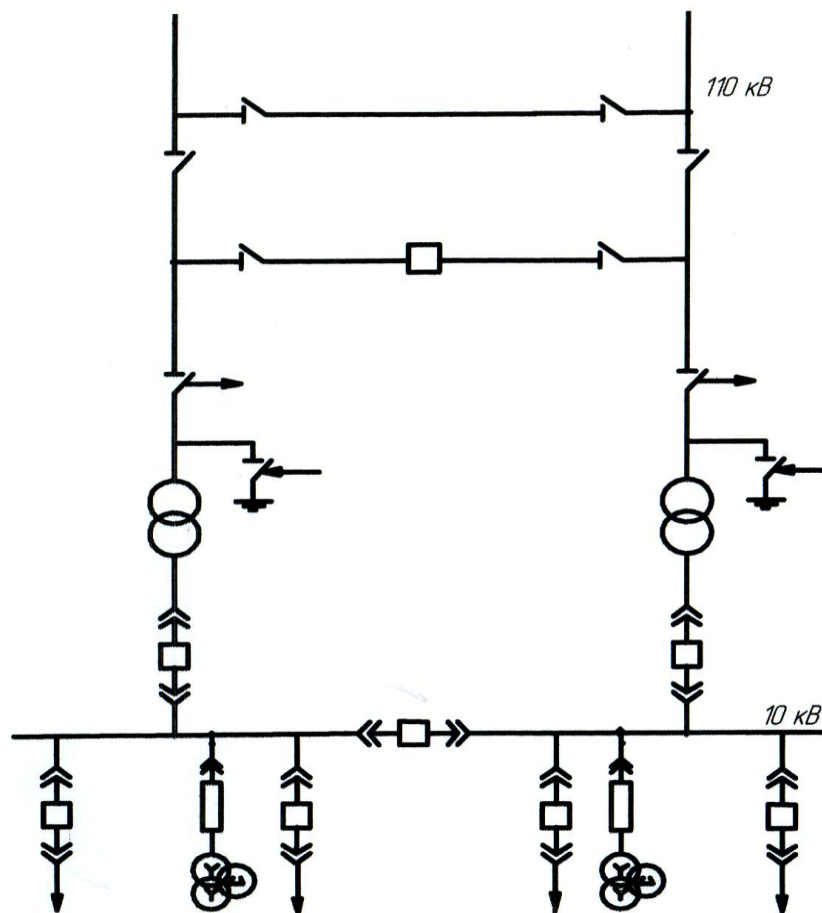


Рисунок - Главная схема электрических соединений

Наибольший рабочий ток на стороне 110 кВ проектируемой подстанции:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{ав}} S_{\text{шт}}}{\sqrt{3} U_n}, \quad (24)$$

где

U_n – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,074 \text{ кА.}$$

Схема с выключателем в перемычке обеспечивает при повреждении на линии и отключении одного трансформатора возможность подключить его ко второй линии.

Выключатель в перемычке в нормальном режиме работы подстанции должен быть включен, чтобы при коротком замыкании (КЗ), была возможность

быстрого отключения поврежденного участка схемы и восстановления с помощью АВР питания потребителей подстанции.

Ремонтная перемычка из разъединителей позволяет выводить в ремонт выключатель, без нарушения режима питания.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При расчете токов КЗ принимаем следующие допущения:

- среднее погонное сопротивление линий $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$;
- один трансформатор проектируемой подстанции выведен в ремонт, вся нагрузка подстанции подключена ко второму трансформатору.

Расчетные виды КЗ:

- трехфазное КЗ (максимальный ток);
- двухфазное КЗ (минимальный ток);
- однофазное КЗ (максимальный ток).

Расчетные точки:

- на стороне 110 кВ подстанции (К1);
- на сборных шинах 10 кВ подстанции (К2);
- в конце самой длинной отходящей линии 10 кВ (К3).

Расчет токов трехфазного КЗ

Составим схему замещения сетевого района с учетом принятых допущений

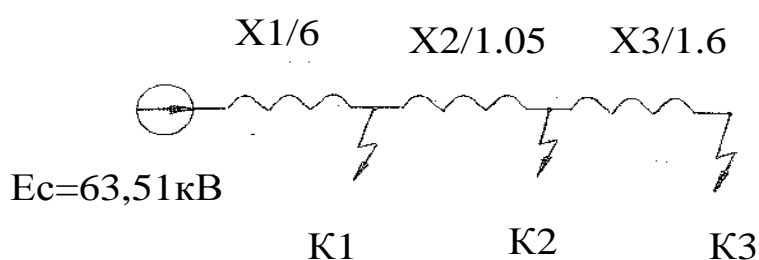


Рисунок 2 – Схема замещения сетевого района.

Рассчитаем параметры схемы замещения в именованных единицах с точным приведением. Все параметры приводим к напряжению 110 кВ.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_c''} \quad (25)$$

где

U_c – напряжение системы, кВ;

S_c'' – мощность КЗ на шинах системы, МВА.

$$X_c = \frac{110^2}{64} = 201 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии 110 кВ по условию- 20 Ом

$$X_1 = 20 \text{ Ом}$$

$$X_{л} = x_{уд} \cdot L \quad (26)$$

Сопротивление обмоток трансформатора:

Находим сопротивление трансформатора

$$X_{тр} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot S_n \quad (27)$$

где $U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора.

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_2 = \frac{10,5}{100} \cdot 10 = 1,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки подстанции:

$$X_n = X_n'' \frac{U_{нз}^2}{K_{ав} S_{нт} (P_{макс} / P_{в.макс})} K_m^2, \quad (28)$$

где

X_n'' – сверхпереходное сопротивление нагрузки, о.е. ($X_n'' = 0,35$ [7]);

$U_{нз}$ – среднее напряжение нагрузки, кВ;

K_m – коэффициент трансформации трансформаторов подстанции, о.е.;

$P_{макс}$ – максимальная нагрузка подстанции, МВт.

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{10^2}{1,4 \cdot 10 \cdot (15/30,2)} \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 52,7 \text{ Ом.}$$

ЭДС нагрузки:

$$E_n'' = E_{н*}'' \frac{U_{нз}}{\sqrt{3}} K_m, \quad (29)$$

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$E_3'' = 0,85 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{115}{11} = 53,87 \text{ кВ.}$$

где

E_{n*}'' – сверхпереходная ЭДС нагрузки, о.е. ($E_{n*}'' = 0,85$ [7]).

ЭДС системы:

$$E_c'' = \frac{U_c}{\sqrt{3}} \quad (30)$$

$$E_1'' = 110/\sqrt{3} = 63.51 \text{ кВ.}$$

Расчет токов на стороне 110 кВ проектируемой подстанции:

Пусть КЗ произошло в точке К1.

Периодическая составляющая тока в начальный момент времени:

$$I_{no}^{(3)} = \left(\sum \frac{E_i''}{X_i} \right) K_m, \quad (31)$$

где

E_i – ЭДС i -ой активной ветви, кВ;

X_i – сопротивление i -ой активной ветви, Ом.

$$I_{no.K1}^{(3)} = \frac{63,51}{20} = 3,17 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} K_y I_{no}^{(3)}, \quad (32)$$

где

K_y – ударный коэффициент (можно принять $K_y = 1,8$ [7]).

$$i_{y.K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,17 = 8,07 \text{ кА.}$$

Расчет токов на шинах 10 кВ проектируемой подстанции

Пусть КЗ произошло в точке К2.

Периодическая составляющая тока в начальный момент времени:

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

$$I_{no.K3}^{(3)} = \left(\frac{53,87}{52,7} + \frac{61,57}{96,41} \right) \cdot \frac{115}{11} = 7,39 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y.K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,39 = 18,81 \text{ кА.}$$

Сведем все полученные значения токов КЗ в таблицу 11.

Таблица 11 – Значения токов КЗ на проектируемой подстанции

Расчетная точка	$I_{no}^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА
К1	3,17	8,07
К2	7,39	18,81

Ограничения токов КЗ не требуется, так как выпускаемые промышленностью коммутационные аппараты способны отключить все токи КЗ, имеющие место на проектируемой подстанции.

7 ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОШИНОВКИ ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ

7.1. Выбор высоковольтных выключателей

Для установки на стороне 10 кВ выбираем вакуумные выключатели серии ВБЭК – 10, ориентируясь на установку на стороне 10 кВ комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) серии К – 59.

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

Произведем выбор и проверку для вводных выключателей на стороне 10 кВ (Q2, Q3).

Считаем, что один трансформатор выведен в ремонт и вся нагрузка подключена ко второму.

Наибольший рабочий ток:

$$I_{раб.макс} = \frac{K_{ав} S_{шт} K}{\sqrt{3} U_n} \quad (33)$$

где

						13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			38

K – коэффициент, показывающий какая часть мощности, поступающей на подстанцию, протекает через данный выключатель.

Для вводных выключателей:

$$K = \frac{P_{\text{макс}}}{P_{\text{в.макс}}}, \quad (34)$$

где $P_{\text{макс}}$ – максимальная нагрузка, МВт.

Для линейных выключателей:

$$K = \frac{P_{\text{л}}}{P_{\text{в.макс}}}, \quad (35)$$

где $P_{\text{л}}$ – нагрузка одной линии, МВт.

$$K = \frac{1,8}{15} = 0,125;$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 0,125}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,102 \text{ кА.}$$

$$K = \frac{15}{15} = 1;$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,809 \text{ кА}$$

Выбираю вакуумные выключатели ВВ/TEL –10– 20/1000 УЗ, для линий- ВВ/TEL –10 –20/630 УЗ.

Проверка на отключение симметричного тока КЗ:

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_{\text{пт}}^{(3)}, \quad (36)$$

где $I_{\text{н.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА для выбранных выключателей $I_{\text{н.откл}} = 20 \text{ кА}$;

$I_{\text{пт}}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока КЗ на момент начала расхождения контактов, кА.

$$\tau = t_{\text{сво}} + 0,01, \quad (37)$$

где $t_{\text{сво}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,055 + 0,01 = 0,065 \text{ с.}$$

						Лист
					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для упрощения расчетов принимаем $I_{н\tau}^{(3)} = I_{но}^{(3)}$, так как если выключатель сможет отключить ток $I_{но}^{(3)}$, который больше тока $I_{н\tau}^{(3)}$, то он сможет отключить и ток $I_{н\tau}^{(3)}$. Это условие выполняется, так как $20 \text{ кА} > 7,39 \text{ кА}$.

Проверка на отключение асимметричного тока КЗ:

$$I_{н.откл} (1 + \beta_n) \geq I_{но}^{(3)} (1 + e^{-\tau/T_a}), \quad (38)$$

где β_n – нормированное содержание апериодической составляющей, о.е. (для выбранных выключателей $\beta_n = 0,4$);

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с (для напряжения 10 кВ и $K_y = 1,8$ $T_a = 0,045$ с, для напряжения 110 кВ и $K_y = 1,8$ $T_a = 0,02$ с [8]).

$$20 \cdot (1 + 0,4) \text{ и } 6,078 \cdot (1 + e^{-0,065/0,045}).$$

Это условие выполняется, так как $28 \text{ кА} > 12,462 \text{ кА}$.

Проверка включающей способности:

$$i_{вкл} \geq i_y^{(3)}, \quad (39)$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик номинального тока включения выключателя, кА (для выбранных выключателей $i_{вкл} = 52 \text{ кА}$).

Это условие выполняется, так как $52 \text{ кА} > 18,81 \text{ кА}$.

Проверка электродинамической стойкости:

$$I_{пред.скв} \geq I_{но}^{(3)}, \quad (40)$$

где $I_{пред.скв}$ – действующее значение предельного сквозного тока, кА (для выбранных выключателей $I_{пред.скв} = 20 \text{ кА}$).

Это условие выполняется, так как $20 \text{ кА} > 7,39 \text{ кА}$.

Проверка термической стойкости:

$$I_m^2 t_m \geq B_k, \quad (41)$$

где I_m – ток термической стойкости, кА (для выбранных выключателей $I_m = 20 \text{ кА}$);

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

t_m – допустимое время действия тока термической стойкости, с (для выбранных выключателей $t_m = 3$ с);

B_k – тепловой импульс, кА²с.

$$B_k = (I_{по}^{(3)})^2 (t_{откл} + T_a), \quad (42)$$

где $t_{откл}$ – расчетное время отключения КЗ, с (примем $t_{откл} = 2$ с, исходя из времени срабатывания резервной защиты).

$$I_m^2 t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{с};$$

$$B_k = 7,39^2 \cdot (2 + 0,045) = 56,657 \text{ кА}^2 \text{с}.$$

Это условие выполняется, так как $1200 \text{ кА}^2 \text{с} > 56,657 \text{ кА}^2 \text{с}$.

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

Остальные выключатели выбираются и проверяются аналогично. Результаты выбора и проверки сведены в таблицу 12.

7.2. Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей производим по номинальному напряжению U_n и по наибольшему рабочему току $I_{раб.макс}$, который определяется по (27-30).

Все вышеперечисленные аппараты проверяются на динамическую по (40) и термическую стойкость по (41) к токам КЗ. Все аппараты наружной установки.

На разъединителях установлен привод ПРН – 110У1. Номинальные данные по разъединителям приняты по таблице 5.5 [4].

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 12 – Результаты выбора и проверки высоковольтных выключателей

Выключатель	Расчетные данные					Номинальные данные выключателей							
	U_n , кВ	$I_{раб.макс}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА	B_k , кА ² с	Тип выключателя	U_n , кВ	I_n , А	$I_{н.откл}$, кА	β_n , о.е.	$i_{вкл}$, кА	$I_{пред.скв}$, кА	$I_m^2 t_m$, кА ² с
Q1	110	74	3,17	8,07	20,5	ВГБУ-110-40/2000	110	630	20	0	52	20	1200
Q2, Q3, QB1	10	809	7,39	18,81	56,6	ВВ/TEL-10-20/1000 УЗ	10	1600	20	0,4	52	20	1200
Q4, Q11		102				ВВ/TEL-10-20/630 УЗ		630					

Таблица 13 – Результаты выбора и проверки разъединителей

Разъединитель	Расчетные данные				Номинальные данные разъединителей				
	U_n , кВ	$I_{раб.макс}$, А	$I_{по}^{(3)}$, кА	B_k , кА ² с	Тип разъединителя	U_n , кВ	I_n , А	$I_{пред.скв}$, кА	$I_m^2 t_m$, кА ² с
QS1, QS2, QS3, QS4, QS5, QS6	110	74	3,17	20,55	РНДЗ – 2 – 110/1000У1	110	1000	31,5	3969

7.3. Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования переменного тока промышленной частоты в сетях с любой системой заземления используются ограничители перенапряжений (ОПН).

Разрядники, используемые на проектируемой подстанции, представлены в Таблице 14.

Таблица 14 – Ограничители перенапряжений, используемые на подстанции

Тип	Место установки	Напряжение, кВ					
		Действующее значение		Наибольшее амплитудное значение			
		Номинальное	Наибольшее допустимое	Номинальный разрядный ток, кА	Остающееся при импульсном токе с амплитудой, кА		
					0,5	5	10
ОПН-РС 10/12,5	На стороне 10 кВ	10	12,7	5	4,7	40	42
ОПН-9-110/73	На стороне 110кВ	110	73	10	185	218	233

7.4. Выбор заземлителей нейтралей

Для заземления нейтралей силовых трансформаторов выбираем заземлители типа ЗОН – 110М – IУ1 (по таблице 5.6 [4]). Заземлители устанавливаются параллельно с вентильными разрядниками.

На заземлителях установлен привод ПРН – 11У1.

7.5. Выбор токоведущих частей

На проектируемой подстанции принимаем в открытой части жесткую ошиновку алюминиевыми шинами из сплава АД31. Соединение трансформаторов с жесткими шинами ОРУ, а также с КРУН выполняется сталеалюминевыми проводами марки АС. В КРУН применяется жесткая ошиновка.

Выбор жестких шин.

Выбор всех жестких шин, кроме сборных шин, осуществляется по экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение шин:

$$q_{эк} = \frac{I_{раб}}{j_{эк}}, \quad (43)$$

где $I_{раб}$ – рабочий ток, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм² ($j_{\text{эк}} = 1,1$ А/мм² по таблице 1.3.36 [2]).

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{нм}} K}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} \quad (44)$$

Произведем расчет для вводных шин в РУ – 10 кВ проектируемой подстанции.

$$I_{\text{раб}} = \frac{10 \cdot 0,545}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,320 \text{ кА};$$

$$q_{\text{эк}} = 320 / 1,1 = 290 \text{ мм}^2.$$

По сортаменту плоских шин (таблица 7.3 [4]) выбираем плоские однополосные шины (с установкой «плашмя») сечением $q = 80 \times 8 \text{ мм}^2$ (640 мм²).

Проверка на максимальный длительный ток нагрузки:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{дон}}, \quad (45)$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый ток нагрузки, А (для шин выбранного сечения

$$I_{\text{дон}} = 1214 \text{ А по таблице 7.3 [4]).$$

Для вводных шин $I_{\text{раб.макс}} = 809 \text{ А}$ (по таблице 6), поэтому это условие выполняется, так как $809 \text{ А} < 1214 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$q_{\text{min}} \leq q, \quad (46)$$

где q_{min} – минимально допустимое по нагреву токами КЗ сечение шины, мм².

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{м}}}, \quad (47)$$

где $C_{\text{м}}$ – температурный коэффициент, Ас^{1/2}/мм² (для алюминиевых шин $C_{\text{м}} = 90 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$ по таблице 1.15 [4]).

Для вводных шин $B_{\text{к}} = 56,6 \text{ кА}^2\text{с}$, тогда

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{56,657 \cdot 10^6}}{90} = 103,5 \text{ мм}^2.$$

									Лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Это условие выполняется, так как $103,5 \text{ мм}^2 < 640 \text{ мм}^2$.

Проверка на электродинамическую стойкость к токам КЗ:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}, \quad (48)$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое механическое напряжение в шинах, МПа (для алюминиевых шин, выполненных из сплава АД31 $\sigma_{доп} = 75$ МПа по таблице 4.2 [1]);

$\sigma_{расч}$ – расчетное механическое напряжение в шинах, МПа.

$$\sigma_{расч} = M / W, \quad (49)$$

где M – изгибающий момент, Н·м;

W – момент сопротивления, м³.

$$M = \frac{fl^2}{10}, \quad (50)$$

где f – изгибающая сила, прикладываемая к единице длины, Н/м;

l – расстояние между изоляторами, м (для КРУН $l = 0,95$ м [1]).

$$f = \sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 K_\phi 10^{-9} / a, \quad (51)$$

где a – расстояние между осями фаз, м (для КРУН $a = 0,22$ м [1]);

K_ϕ – коэффициент формы ($K_\phi = 1$, так как расстояние между фазами меньше периметра сечения шины [1]).

Для плоских шин

$$W = \frac{hb^2}{6}, \quad (52)$$

где h, b – размеры шины, м.

Для трубчатых шин

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}, \quad (53)$$

где D, d – внешний и внутренний диаметры трубчатой шины, м.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

С учетом формул (50) – (53) формула (54) принимает следующий вид.

Для плоских шин:

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 K_\phi 10^{-8} l^2 6}{ahb^2}. \quad (54)$$

Для трубчатых шин:

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 K_\phi 10^{-8} l^2 32D}{a\pi(D^4 - d^4)}. \quad (55)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 18,81^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0,95^2 \cdot 6}{0,22 \cdot 0,008 \cdot 0,08^2} = 4,76 \text{ МПа.}$$

Это условие выполняется, так как $4,76 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$.

Все условия проверки выполняются, таким образом, выбранные шины могут быть установлены в РУ – 10 кВ проектируемой подстанции. Остальные шины (кроме сборных шин РУ) выбираются и проверяются аналогично. Результаты выбора и проверки сведены в таблицу 17.

Номинальные данные плоских шин приняты по таблице 7.3 [4], а для трубчатых шин по таблице 7.4 [4].

Выбор сборных шин осуществляется по максимальному рабочему току нагрузки по (44).

Произведем выбор и проверку для сборных шин РУ – 10 кВ.

Для них $I_{раб.макс} = 809 \text{ А}$ (таблица 17). Выбираем плоские однополосные алюминиевые шины с сечением $q = 80 \times 8 \text{ мм}^2$ (640 мм²), устанавливаемые «плашмя» для которых $I_{дон} = 1214 \text{ А}$.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ.

Для стороны 10 кВ $q_{мин} = 149,2 \text{ мм}^2$ по таблице 18, поэтому это условие выполняется, так как $149,2 \text{ мм}^2 < 640 \text{ мм}^2$.

Проверка на электродинамическую стойкость к токам КЗ.

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 18,81^2 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot 0,95^2 \cdot 6}{0,22 \cdot 0,008 \cdot 0,08^2} = 4,76 \text{ МПа.}$$

Это условие выполняется, так как $4,76 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$.

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Все условия проверки выполняются, следовательно, выбранные сборные шины могут быть установлены в РУ – 10 кВ.

Номинальные данные плоских шин приняты по таблице 7.3 [4].

Выбор гибких токоведущих частей.

Таблица 17

Таблица 15 – Результаты выбора и проверки жестких шин.

Место установки	Назначение	Расчетные данные					Номинальные данные шин					
		$I_{раб}$ А	$I_{раб.макс}$ А	$q_{эк}$ мм ²	q_{min} м ²	$\sigma_{расч}$ МПа	Профиль	Способ установки	q мм ²	Размер шин, мм ²	$I_{дол}$ А	$\sigma_{дол}$ МПа
РУ - 10 кВ	Ввод	320	809	715	103,5	4,76	Плоские однополюсные	Плашмя	640	80×8	1214	90
	Ответвление к фидерам	184	257	167		38,06						
		39	55	36								
		31	44	29								
		36	51	33								
РУ-110 кВ	Все шины	30	74	119	54,91	70,56	Трубчатые	–	134	30/27	500	

Выбор гибких токоведущих частей производится по экономической плотности тока. Гибкие токоведущие части проверяются на максимальный длительный ток нагрузки и на термическую стойкость к токам КЗ. На электродинамическую стойкость к токам КЗ гибкие токоведущие части проверяются только если $I_k^{(3)} > 20$ кА. Все токи КЗ, имеющие место на проектируемой подстанции, меньше 20 кА, поэтому проверку на электродинамическую стойкость к токам КЗ делать не будем.

Выберем провода для соединения силовых трансформаторов и КРУН.

Для них $q_{эк} = 715$ мм² (таблица 18). По сортименту сталеалюминевых проводов (таблица 7.35 [4]) выбираем сталеалюминевый провод АС – 400/86 общим сечением:

$$q = q_{ал} + q_{ст}, \quad (56)$$

где $q_{ал}$ – сечение алюминиевой части провода, мм²;

$q_{ст}$ – сечение стального сердечника, мм².

$$q = 687 + 85,9 = 772,9 \text{ мм}^2.$$

Для данного провода допустимый ток $I_{доп} = 1180 \text{ А}$ (по таблице 7.35 [4]).

Максимальный рабочий ток данного провода $I_{раб.макс} = 809 \text{ А}$, поэтому условие проверки на максимальный длительный ток нагрузки выполняется, так как $1180 \text{ А} > 809 \text{ А}$.

Результаты выбора и проверки гибких токоведущих частей представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты выбора и проверки гибких токоведущих частей.

Место установки	Расчетные данные				Номинальные данные шин		
	$I_{раб}$, А	$I_{раб.макс}$, А	$q_{эк}$, мм ²	$q_{мин}$, мм ²	Марка провода	q , мм ²	$I_{доп}$, А
РУ – 10 кВ	320	809	715	149,2	АС – 400/86	772,9	1180
РУ – 110 кВ	30	74	119	54,91	АС – 95/16	111,3	330

7.6. Выбор изоляторов.

Выбор опорных изоляторов производится по следующим условиям.

По номинальному напряжению:

$$U_n \leq U_{н.и}, \quad (57)$$

где U_n – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{н.и}$ – номинальное напряжение изоляторов, кВ.

По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (58)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор, Н;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, Н.

$$F_{доп} = 0,6F_{разр}, \quad (59)$$

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} l K_n 10^{-7}, \quad (60)$$

где K_h – поправочный коэффициент на высоту шины (если шины расположены «плашмя», то $K_h = 1$ [1]).

С учетом (53) и (54) формула (55) примет вид

$$F_{разр} \geq F'_{расч} = \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 K_h 10^{-7}}{0,6a}, \quad (61)$$

Произведем выбор для опорных изоляторов РУ – 10 кВ. Для них: $U_{н.и} \geq 10$ кВ,

$$F_{разр} \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 18810^2 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{0,6 \cdot 0,22} = 712 \text{ Н.}$$

По таблице 5.7 [4] выбираем опорные изоляторы внутренней установки И4 – 80 УХЛЗ у которых $U_{н.и} = 10$ кВ, а $F_{разр} = 4000$ Н.

Опорные изоляторы для РУ – 110 кВ выбираются аналогично. Результаты выбора сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты выбора опорных изоляторов

Место установки	Расчетные данные		Номинальные данные изоляторов		
	U_n , кВ	$F'_{расч}$, Н	Тип изолятора	$U_{н.и}$, кВ	$F_{разр}$, Н
РУ – 10 кВ	10	712	И4 – 80 УХЛЗ	10	4000
РУ – 110 кВ	110	115	ИОСПК-10-110/450-II-УХЛ1	110	

Выбор проходных изоляторов.

Выберем для ввода в КРУН проходные изоляторы. Выбор осуществляется по условиям (60) и (61). Кроме того, вводится еще одно условие выбора:

$$I_{раб.макс} \leq I_{н.и}, \quad (62)$$

где $I_{н.и}$ – номинальный ток изолятора, А.

Для проходных изоляторов

$$F_{расч} = 0,5\sqrt{3} \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} 10^{-7}. \quad (63)$$

С учетом (58) и (60) формула (64) примет вид:

$$F_{разр} \geq \frac{\sqrt{3}(i_y^{(3)})^2 110^{-7}}{0,6a}. \quad (64)$$

Для вводов КРУН $I_{раб.макс} = 809$ А (таблица 6).

$$U_{н.и} \geq 10 \text{ кВ},$$

$$I_{н.и} \geq 809 \text{ А},$$

$$F_{разр} \geq \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 18810^2 \cdot 0,95 \cdot 10^{-7}}{0,6 \cdot 0,22} = 356 \text{ Н}.$$

По таблице 5.8 [4] выбираем проходные изоляторы наружно-внутренней установки ИП – 10/1000 – 1250 УХЛ1 для которых $U_{н.и} = 10$ кВ, $I_{н.и} = 1000$ А, $F_{разр} = 1250$ Н.

7.7. Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Выбор измерительных трансформаторов тока.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока выбираются по максимальному рабочему току нагрузки:

$$I_{раб.макс} \leq I_{1н}, \quad (65)$$

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

Номинальное напряжение трансформатора тока должно соответствовать номинальному напряжению сети. Класс точности трансформаторов тока для подключения КИП – 0,5 [2].

Выберем трансформаторы тока для установки в цепи трансформатора на стороне 10 кВ. Для них $I_{раб.макс} = 809$ А (таблица 6). По таблице 5.9 [4] выбираем трансформаторы тока ТЛ – 10 – 3/0,5 – 1000/5 У3 у которых $I_{1н} = 1000$ А.

Проверка на электродинамическую стойкость к токам КЗ:

$$i_y^{(3)} \leq i_{дин}, \quad (66)$$

где

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости, кА (для выбранных трансформаторов тока $i_{дин} = 128$ кА по таблице 5.9 [4]).

Это условие выполняется, так как $18,81$ кА $<$ 128 кА.

Проверка на термическую стойкость к тока КЗ по (35).

Тепловой импульс на стороне 10 кВ $B_k = 56,6$ кА²с (таблица 6).

Для выбранных трансформаторов тока $I_m = 40$ кА, $t_m = 3$ с. Тогда

$$I_m^2 t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Это условие выполняется, так как 4800 кА²с $>$ $56,6$ кА²с.

Проверка по вторичной нагрузке и классу точности:

$$Z_{2н} \geq r_2, \quad (67)$$

где $Z_{2н}$ – вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока, Ом (для выбранных трансформаторов тока $Z_{2н} = 0,8$ Ом в классе точности 0,5 по таблице 5.9 [4]);

r_2 – расчетная нагрузка трансформатора тока, Ом.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока:

$$r_2 = r_{приб} + r_k + r_{пр}, \quad (68)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов во вторичной цепи трансформаторов тока, Ом;

r_k – сопротивление контактов, Ом ($r_k = 0,1$ Ом, если число подключенных приборов больше 3, иначе $r_k = 0,05$ Ом [1]);

$r_{пр}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (69)$$

где $S_{приб}$ – суммарная мощность, потребляемая приборами, подключенными к трансформатору тока, ВА ;

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

$I_{2н}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформаторов тока, А (для выбранных трансформаторов тока $I_{2н} = 5$ А по таблице 5.9 [4]).

$$r_{np} = \frac{\rho l_p}{q}, \quad (70)$$

где ρ – удельное сопротивление соединительных проводов, Ом·мм²/м (для алюминия $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м);

l_p – расчетная длина соединительных проводов, м (принимается по тексту 4.11 [4]);

q – сечение соединительных проводов, мм².

Для выбранных трансформаторов $S_{приб} = 6$ ВА (таблица 20).

$$r_{приб} = 6 / 5^2 = 0,24 \text{ Ом.}$$

Так как число, подключенных к трансформатору тока приборов, больше 3, то $r_k = 0,1$ Ом.

Длина соединительных проводов (по тексту 4.11 [4]) $l_p = 50$ м.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	$S_{приб}$, ВА
Цепь трансформатора на стороне 10 кВ	амперметр	Э – 335	0,5
	ваттметр	Д – 335	0,5
	счетчик активной энергии	СА3 И - 680	2,5
	счетчик реактивной энергии	СР4 И - 673	2,5
	Итого		
Цепь отходящих фидеров на стороне 10 кВ	амперметр	Э – 335	0,5
	счетчик активной энергии	СА3 И - 680	2,5
	счетчик реактивной энергии	СР4 И - 673	2,5
	Итого		
Цепь секционных выключателей 10 кВ, все цепи на стороне 110 кВ	амперметр	Э – 335	0,5
	Итого		

Принимаем для соединения трансформаторов тока и КИП контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм², тогда

$$r_{np} = 0,0283 \cdot 50 / 4 = 0,35 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,24 + 0,1 + 0,35 = 0,69 \text{ Ом}.$$

Это условие выполняется, так как 0,69 Ом < 0,8 Ом, поэтому выбранные трансформаторы тока будут работать в требуемом классе точности 0,5. Остальные трансформаторы тока выбираются и проверяются аналогично. Результаты выбора и проверки сведены в таблицу 21.

Номинальные данные трансформаторов тока приняты по таблице 5.9 [4].

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

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

Выбор производится по вторичной нагрузке:

$$S_{2н} \geq S_{2\Sigma}, \quad (71)$$

где $S_{2н}$ – номинальная нагрузка трансформаторов напряжения, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – расчетная нагрузка трансформаторов напряжения, ВА.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения каждой секции сборных шин представлена в таблице 21, которая составлена по данным таблицы 4.7 [1].

Выберем трансформаторы напряжения, устанавливаемые на сборных шинах 10 кВ. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (72)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{87^2 + 194,73^2} = 213,28 \text{ ВА}.$$

Так как на стороне 10 кВ будет установлено КРУН. То выбираем трансформаторы напряжения ЗНОЛ.09 – 10 У2, для которого $U_n = 10$ кВ, $S_{2н} = 75$ ВА в классе точности 0,5. Три трансформатора напряжения,

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

соединенные в звезду, имеют мощность $S_{2н} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$, что больше чем $S_{2\Sigma} = 213,28 \text{ ВА}$, таким образом, выбранные трансформаторы напряжения будут работать в требуемом классе точности 0,5.

Результаты выбора сведены в таблицу 20.

Номинальные данные трансформаторов напряжения приняты по таблице 5.11 [4].

Так как потери мощности в соединительных проводах очень малы, то допускается выбирать их сечение по условию механической прочности [8]. Для кабелей с алюминиевыми жилами минимальное по условию механической прочности сечение – $2,5 \text{ мм}^2$. Принимаем для соединения трансформаторов напряжения с КИП контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Таблица 19 – Результаты выбора и проверки измерительных трансформаторов тока.

Место Установки	Цепь	Расчетные данные					Номинальные данные трансформаторов тока										
		U_n , кВ	$I_{\text{раб.макс}}$, А	B_k , кА ² с	$i_y^{(3)}$, кА	r_2 , Ом	Тип	U_n , кВ	$I_{1н}$, А	$I_{2н}$, А	$I_m^2 t_m$, кА ² с	$i_{\text{дин}}$, кА	$Z_{2н}$, Ом				
РУ – 10 кВ	Цепь трансформатора	10	809	56,6	18,810	0,69	ТЛ-10-Р/0,5--1000/5У3	10	100	5	480	12	0,8				
	Цепь отходящих фидеров		320			0,32			300		0	8					
			55			ТЛ-10-Р/0,5--300/5У3			10		5	120		51			
			44												ТЛ-10-Р/0,5--50/5У3	50	300
			51														

	Цепь секци- онного выклю- чателя		551			0,36	ТЛ-10- Р/0,5-- 600/5У3		600		480 0	12 8	
РУ- 110кВ	Все цепи	11 0	74	24,4	8,0 7	0,92	ТФЗМ 110Б-Р/0,5- 100/5У1	11 0	100	5	192	82	1,2

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения.

Прибор	Тип	S, ВА	Число обмо- ток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число прибо- ров	P, Вт	Q, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Счетчик активной энергии	СА3 И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	8	32	77,89
Счетчик реактив- ной энергии	СР4 И-673	3 Вт	2	0,38	0,925	8	48	116,84
Вольт- метр	Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Итого							87	194,73

Таблица 21 – Результаты выбора измерительных трансформаторов напряжения.

Место установки	Расчетные данные		Номинальные данные трансформатора		
	U_n , кВ	$S_{2\Sigma}$, ВА	Тип	U_n , кВ	$S_{2н}$, ВА
РУ – 10 кВ	10	213,28	ЗНОЛ 09-10У2	10	225

8.ВЫБОР РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Защита трансформаторов

Согласно ПУЭ [2] для силовых трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений предусматривается продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. Она должна действовать на отключение трансформатора со всех сторон.

Так как на проектируемой подстанции трансформаторы присоединяются к питающим линиям без выключателей, то для отключения повреждений в трансформаторе предусматривается установка короткозамыкателей для искусственного замыкания на землю одной фазы, и отделителей, автоматически отключающихся в бестоковую паузу АПВ питающей линии.

Повреждения на выводах 110 кВ трансформаторов допускается ликвидировать защитой питающих линий.

Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусматривается максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения.

Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой, предусматривается токовая защита от перегрузки.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Газовая защита

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. На трансформаторах типа ТДН–10000/110, устанавливаемых на проектируемой подстанции используется газовое реле типа ВР–80/Q с двумя пластмассовыми шарообразными поплавками.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждений внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания (0,05 – 0,5 с); простота выполнения, а так же способность защищать трансформатор при недопустимом уровне масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями.

Дифференциальная токовая защита на реле ДЗТ – 11

Определим первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

$$I_{ном} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3}U_{нт}}, \quad (73)$$

где $U_{нт}$ – номинальное напряжение обмотки трансформатора, кВ.

По этим токам определим соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока K_i и коэффициентов схемы $K_{сх}$, которые определяются по таблице 2.1 [9]:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} K_{сх}}{K_i}. \quad (74)$$

Расчеты сведены в таблицу 22.

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Таблица 22 – Расчет первичных и вторичных токов в плечах защиты

Наименование величины	Числовое значение стороны	
	110 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	74	809
Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Y
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	100/5	1000/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	3,62	4,37

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока для трансформаторов тока, соединенных в Δ, приняты, исходя из первичного тока $\sqrt{3}I_{ном}$, чтобы получить вторичный ток в плечах защиты меньше 5 А.

Основной стороной для проектируемой подстанции является сторона 10 кВ, так как для этой стороны вторичный ток в плечах защиты больше чем вторичные токи для других сторон.

Выберем сторону, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку реле.

В соответствии с рекомендациями пункта 3.1.5. [9] тормозную обмотку реле целесообразно включить на сумму токов трансформаторов тока, установленных на стороне низшего напряжения, так как при подключении тормозной обмотки только к трансформаторам тока, установленным на одной из сторон защищаемого трансформатора, определяющим условием для выбора тока срабатывания защиты остается отстройка от внешнего КЗ.

Минимальный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжением:

$$I_{сз.мин} = K_{отс} K_{выг} I_{ном.110} \quad (75)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки (в ориентировочных расчетах допускается принимать $K_{отс} = 1,5$);

$K_{выг}$ – коэффициент выгоды (для трансформаторов принимается $K_{выг} = 1$);

$$I_{сз..мин} = 1,5 \cdot 1 \cdot 125,5 = 188,3 \text{ А.}$$

Определим числа витков рабочей обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной и не основной сторон, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты.

Ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз..мин} K_{сх} K_m}{K_{i10}}, \quad (76)$$

где K_m – коэффициент трансформации силовых трансформаторов.

Число витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны:

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}, \quad (77)$$

где $F_{ср}$ – МДС срабатывания реле (для ДЗТ – 11 $F_{ср} = 100 \text{ А}$ [9]).

Число витков рабочей обмотки НТТ реле для не основной стороны:

$$\omega_{расч} = \omega_{осн} \frac{I_{осн.в}}{I_{ном.в.}} \quad (78)$$

Расчеты сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет чисел витков рабочей обмотки НТТ реле

Наименование величины	Обозначение	Числовое значение
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{ср.осн}$	6,56
Число витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны: расчетное принятое	$\omega_{осн.расч}$	15,24
	$\omega_{осн} = \omega_{I.ур}$	15
Число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 110 кВ: расчетное	$\omega_{II.расч}$	18,1

принятое	$\omega_{II} = \omega_{раб}$	18
----------	------------------------------	----

Принимаем к использованию следующие числа витков: $\omega_{раб} = 18$ витков, $\omega_{II.ур} = 16$ витков и $\omega_{I.ур} = 15$ витков, что соответствует минимальному току срабатывания защиты $I_{сз.мин} = 191,3$ А.

Выберем необходимое число витков тормозной обмотки НТТ реле. Для этого рассмотрим внешние КЗ между тремя фазами в максимальном режиме работы системы. При включении тормозной обмотки на сумму токов трансформаторов тока, установленных на стороне низшего напряжения, расчетным является КЗ на стороне 10 кВ (выбирается по большему значению числа витков тормозной обмотки). Исходя из полученных значений токов (таблица 6), определим первичный ток небаланса и необходимое число витков тормозной обмотки.

Результирующий ток в тормозной обмотке:

$$I_{торм} = K_{сх} I_{но}^{(3)} \quad (79)$$

Первичный расчетный ток небаланса:

$$I_{нб.расч} = \left(K_a K_{одн} \xi + \Delta U_{рпн} K_{ток} + \left| \frac{\omega_{I.расч} - \omega_{II.ур}}{\omega_{I.расч}} \right| K_{ток} \pm \left| \frac{\omega_{II.расч} - \omega_{раб}}{\omega_{II.расч}} \right| K_{ток} \right) I_{но}^{(3)}, \quad (80)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока КЗ (принимается равным 1);

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (при однотипных трансформаторах тока принимается равным 1);

ξ – относительная погрешность трансформаторов тока ($\xi = 0,1$);

$\Delta U_{рпн}$ – диапазон регулирования устройства РПН, о.е.;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения.

Число витков тормозной обмотки НТТ реле:

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

$$\omega_{\text{торм}} = K_{\text{отс}} \frac{I_{\text{нб.рсч}} \omega_{\text{расч}}}{I_{\text{торм}} \text{tg } \alpha}. \quad (81)$$

Таблица 24 – Расчет числа витков тормозной обмотки НТТ реле при КЗ на стороне 110 кВ

Наименование величины	Числовое значение
Результирующий ток в тормозной обмотке, А	6516
Первичный расчетный ток небаланса, А	994,4
Число витков тормозной обмотки НТТ реле:	
расчетное	4,93
принятое	5

Таблица 25 – Расчет числа витков тормозной обмотки НТТ реле при КЗ на стороне 10 кВ

Наименование величины	Числовое значение
Результирующий ток в тормозной обмотке, А	9390
Первичный расчетный ток небаланса, А	24980,3
Число витков тормозной обмотки НТТ реле:	
расчетное	8,11
принятое	9

Получили 2 значения $\omega_{\text{торм}} = 9$ и $\omega_{\text{торм}} = 5$. Принимаем к установке на реле большее значение, то есть $\omega_{\text{торм}} = 9$ витков.

Определим чувствительность защиты при металлическом КЗ в защищаемой зоне, когда торможение отсутствует (при включении тормозной обмотки реле на сумму токов трансформаторов тока, установленных на стороне 10 кВ, торможение отсутствует всегда). Рассматривается КЗ между двумя фазами на стороне 10 кВ. Ток КЗ в таблице 5.

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_q = \frac{I_{\text{нокЗ}}^{(2)} / K_m \cdot K_{\text{сх}}^{(2)}}{I_{\text{сз.мин}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}} \quad (82)$$

$$K_q = \frac{4616 / \frac{11}{115} \cdot \sqrt{3}}{191,3 \cdot \sqrt{3}} = 2,31$$

Так как $K_q > 1,5$, то защита удовлетворяет требованиям ПУЭ [2], то есть проходит по чувствительности.

Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения от токов в обмотках трансформаторов, вызванных внешними КЗ.

Защита выполняется с помощью реле тока РТ – 40, фильтра-реле напряжения обратной последовательности РНФ – 1М и минимального реле напряжения РН – 54.

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{ном}}, \quad (83)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки (для реле РТ – 40 $K_{\text{отс}} = 1,2$ [9]);

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле (для реле РТ – 40 $K_{\text{в}} = 0,8$ [9]);

$I_{\text{ном}}$ принимается по таблице 17.

Первичное напряжение срабатывания защиты определяется по следующим условиям.

Для минимального реле напряжения, включенного на междуфазное напряжение исходя из:

обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{сз}} \leq \frac{U_{\text{min}}}{K_{\text{отс}} K_{\text{в}}}; \quad (84)$$

отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

						Лист
					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$U_{сз} \leq \frac{U_{зан}}{K_{отс}}, \quad (85)$$

где U_{\min} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ ($U_{\min} = 0,85U_n$ [9]);

$U_{зан}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР ($U_{зан} = 0,7U_n$ [9]);

$$K_{отс} = 1,2; K_g = 1,2 [9].$$

Для фильтра-реле напряжений обратной последовательности, исходя из минимальной уставки устройства (6 В междуфазных):

$$U_{2сз} = 0,06U_n. \quad (86)$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = I_{сз} \frac{K_{сх}}{K_i}. \quad (87)$$

Выдержка времени защиты выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов (отходящие линии – для стороны 10 кВ, максимальные токовые защиты (МТЗ) стороны 10 кВ – для стороны 110 кВ):

$$t_{сз} = t_{сз.макс.пред} + \Delta t, \quad (88)$$

где $t_{сз.макс.пред}$ – наибольшее время срабатывания предыдущей ступени защиты, с;

Δt – ступень селективности, с ($\Delta t = 0,5$ с).

Чувствительность защиты определяется по следующим выражениям:

для реле тока:

$$K_{чI} = I_{но}^{(2)} / I_{сз}; \quad (89)$$

для минимального реле напряжения:

$$K_{чU} = U_{сз} K_g / U_{з.макс}; \quad (90)$$

для фильтра-реле напряжений обратной последовательности:

$$K_{ч2U} = U_{2з.мин} / U_{2сз}, \quad (91)$$

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

где $U_{з.макс}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при КЗ в защищаемой зоне, кВ;

$U_{з.мин}$ – первичное значение междуфазного напряжения обратной последовательности в месте установки защиты при КЗ в защищаемой зоне, кВ.

Таблица 26 – Расчет МТЗ трансформатора с комбинированным пуском напряжения.

Место установок и защиты	$I_{ном}$, А	$I_{сз}$, А	K_i	$I_{ср}$, А	$U_{сз}$, В	$U_{2сз}$, В	$t_{сз}$, с	Чувствительность					
								Основная зона			Резервная зона		
								$K_{чи}$	$K_{чU}$	$K_{ч2U}$	$K_{чи}$	$K_{чU}$	$K_{ч2U}$
РУ-10 кВ	809	1252,4	1000/5	6,56	5833	600	1	2,35	1,51 2	5,06	1,20 2	1,212	2,59
РУ-110 кВ	74	104,7	100/5	10,8 7	6416 7	660 0	1,5	2,34	1,51	1,57	1,20 1	1,201	1,20 5

Так как все коэффициенты чувствительности (таблица 26) в основной зоне больше 1,5, а в резервной зоне больше 1,2, то защита удовлетворяет требованиям ПУЭ [2], то есть проходит по чувствительности.

Максимальная токовая защита от токов в обмотках трансформатора, вызванных перегрузкой

Защита выполняется с помощью реле тока РТ – 40.

Первичный ток срабатывания защиты определяется по (77). $K_{отс} = 1,05$ по [9].

Ток срабатывания реле определяется по (81). Результаты расчета сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчет первичных и вторичных токов в плечах защиты.

Наименование величины	Числовое значение стороны	
	110 кВ	10 кВ
Первичный ток на стороне защищаемого трансформатора, А	74	809
Первичный ток срабатывания защиты, А	104,7	1252,4

Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Y
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	100/5	1000/5
Ток срабатывания реле, А	9,51	5,74

Автоматика подстанции

На линейных выключателях отходящих линий проектируемой подстанции предусматриваются устройства автоматического повторного включения (АПВ). Их назначение – автоматическое повторное включение линий под напряжение после отключения их релейной защитой при КЗ. Если КЗ было неустойчивым, то линия остается в работе, иначе отключается снова релейной защитой. Поэтому устройства АПВ должны быть однократного действия, чтобы избежать повторного включения на устойчивое КЗ.

На секционных выключателях сборных шин проектируемой подстанции, а также на выключателе, установленном в мостике на стороне 110 кВ, имеются устройства автоматического включения резерва (АВР). Их назначение – автоматическое включение этих выключателей при аварийной потере напряжения на одной из секций шин (для секционных выключателей), чтобы обеспечить питание потребителей этой секции от второй секции сборных шин; автоматическое подключение двух трансформаторов к одной питающей линии (для выключателя в мостике) при аварии на второй, или двух линий к одному трансформатору при аварийном отключении второго трансформатора.

9 ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На проектируемой подстанции должны быть установлены следующие контрольно-измерительные приборы (КИП) для контроля за соблюдением установленного режима работы подстанции, качества и количества отпускаемой энергии:

- в цепи трансформатора на стороне 110 кВ: амперметр;
- в цепи трансформатора на стороне 10 кВ: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии;

										Лист
										65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

- в цепи сборных шин 10 кВ (на каждой секции): вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений;
- в цепи секционных выключателей 10 кВ: амперметр;
- ящич фидеров 10 кВ: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии (предполагается, что по счетчикам ведется денежный расчет).
- в цепи трансформаторов собственных нужд на стороне 380 / 220 В: амперметр, расчетный счетчик активной энергии.

10 ВЫБОР ОПЕРАТИВНОГО ТОКА И ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Так как на проектируемой подстанции установлены выключатели с электромагнитными приводами, то принимаем на подстанции выпрямленный оперативный ток.

Цепи релейной защиты и сигнализации, цепи питания электромагнитов отключения получают питание от двух блоков БПТ - 1002, присоединенных к трансформаторам тока на питающих линиях, и двух блоков БПН - 1002, присоединенных к трансформаторам напряжения сборных шин 10 кВ. Дублирование блоков питания обеспечивает работу релейной защиты при любых повреждениях.

Цепи электромагнитов включения, потребляющие значительный ток при включении, присоединяются к силовым выпрямителям КВУ – 66/2, которые питаются от трансформаторов собственных нужд, так как мощность трансформаторов напряжения недостаточна для питания электромагнитов включения.

Все источники оперативного тока располагаются в шкафах КРУН.

11 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

По таблицам Пб.1, Пб.2 [1] составим ведомость ожидаемых нагрузок трансформаторов собственных нужд (таблица 30).

Таблица 28 – Нагрузка собственных нужд проектируемой подстанции.

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

Вид потребителя	Установленная мощность		CosΦ	tgΦ	K _c	Нагрузка	
	Ед.,кВт × кол-во	Всего, кВт				P _{расч} , кВт	Q _{расч} , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
Охлаждение силовых трансформаторов	2,5×2	5	0,85	0,62	0,85	4,25	2,64
Подогрев шкафов КРУН	1×20	20	1	0	1	20	0
Подогрев шкафов релейной защиты	1×2	2	1	0	1	2	0
Подогрев приводов отделителей и короткозамыкателей	0,6×4	2,4	1	0	1	2,4	0
Подогрев выключателей 110 кВ	15,8×1	15,8	1	0	1	15,8	0
Наружное освещение РУ 110 кВ	4,5×2	9	1	0	0,35	3,15	0
Оперативные цепи	1,8×1	1,8	1	0	1	1,8	0
Итого						49,4	2,64

В таблице 28 данные, содержащиеся в столбце 7, рассчитаны по следующей формуле:

$$P_{расч} = P_{уст} K_c, \quad (92)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность потребителя собственных нужд, кВт;

K_c – коэффициент спроса.

Для двигателей системы охлаждения силовых трансформаторов:

$$P_{расч} = 5 \cdot 0,85 = 4,25 \text{ кВт.}$$

Данные, содержащиеся в столбце 8, рассчитаны по следующей формуле:

$$Q_{расч} = P_{расч} tg \varphi. \quad (93)$$

Для двигателей системы охлаждения силовых трансформаторов:

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$Q_{расч} = 4,25 \cdot 0,62 = 2,64 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка трансформаторов собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} \quad (94)$$

$$S_{расч} = \sqrt{49,4^2 + 2,64^2} = 49,5 \text{ кВА.}$$

Принимаем на проектируемой подстанции 2 трансформатора собственных нужд. Так как на проектируемой подстанции предполагается постоянное дежурство, то мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{тсн} = S_{расч} / 1,3. \quad (95)$$

$$S_{тсн} = 49,5 / 1,3 = 38,05 \text{ кВА.}$$

Принимаем на проектируемой подстанции 2 трансформатора собственных нужд типа ТМ – 40/10 (по таблице 6.51 [6]). Трансформаторы собственных нужд присоединяются к выводам 10 кВ силовых трансформаторов до вводных выключателей.

12 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

В целях отпуска проектируемой подстанцией электроэнергии высокого качества предусматривается регулирование напряжения. В качестве средства регулирования используют устройства изменения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов под нагрузкой (РПН).

РПН позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Регулировочные ступени выполняются на стороне высшего напряжения (в данном случае на стороне 110 кВ), так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки.

Переход с одного ответвления регулировочной обмотки на другое осуществляется так, чтобы не разрывать ток нагрузки и не замыкать накоротко

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

витки этой обмотки. Это достигается в специальных переключающих устройствах с реакторами или резисторами.

В переключателях данного типа используются мощные пружины, обеспечивающие быстрое переключение контактов контактора (<0,15 секунд), поэтому токоограничивающие сопротивления R1 и R2 лишь кратковременно нагружаются током нагрузки, что позволяет уменьшить их габариты. Контактторы размещаются в герметизированном баке с маслом. Управление РПН может осуществляться дистанционно со щита управления вручную или автоматически.

13. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПОЛОМОК ОПОРНО-СТЕРЖНЕВЫХ ИЗОЛЯТОРОВ 35-220 КВ.

Относительно высокая повреждаемость опорно-стержневых изоляторов в составе разъединителей 110-220 кВ остается достаточно серьезной отраслевой проблемой. Опыт эксплуатации показывает, что технологические нарушения с разрушением опорно-стержневых изоляторов нередко приводят к серьезным последствиям: отключению системы шин подстанций, погашению подстанций, снижению нагрузки электростанции, а также создают угрозу персоналу энергопредприятий при выполнении переключений.

Максимум повреждений изоляторов в составе разъединителей приходится на 10-15 год эксплуатации. За это время проявляются дефекты:

- связанные с несовершенством и нарушением технологии изготовления изоляторов и приводящие к недопустимому снижению их механической прочности в процессе эксплуатации;
- монтажа, наладки и технического обслуживания разъединителей в процессе эксплуатации, приводящие к возрастанию нагрузок на изоляторы.

Наблюдаются и сезонные максимумы повреждений, отмечаемые в периоды с февраля по май и с августа по ноябрь (в периоды, когда в течение суток имеют место значительные колебания температуры с переходом нулевого значения).

Основной причиной повреждения фарфоровых опорно-стержневых изоляторов (далее по тексту изоляторы) в эксплуатации является механическое разрушение. В процессе эксплуатации изоляторов вследствие воздействия внешних факторов

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Внутренняя коррозия	1	4,17
Прочие недостатки эксплуатации	1	4,17
Механические повреждения	4	16,67
Старение изоляции	2	8,33
Атмосферные перенапряжения (гроза)	1	4,17
Скорость ветра выше расчетной	6	25,0
Загрязнение, засорение	3	12,5
Коммутационные перенапряжения	5	20,83

Таблица 32 - Срок службы оборудования от начала эксплуатации

Срок службы	Кол-во	в %
От 15 до 20	3	9,09
От 20 до 25	4	12,12
Свыше 25	11	33,33

По данным таблиц 31 –33 можно сделать вывод, что наиболее часто отказы в работе энергетического оборудования происходят по причине выхода из строя фарфоровых изоляторов - 26,92% (таблица 29), причём наиболее характерным повреждением последних является излом – 19,23% и нарушение электрической прочности – 23,08% (таблица 30).

Определение технического состояния опорно-стержневой изоляции без отключения от сети

В настоящей работе рассматриваются методы определения работоспособности изоляторов. Под работоспособностью понимается способность изолятора противостоять механическим и климатическим нагрузкам, воздействующим на изолятор в процессе эксплуатации. Существующая диагностика изоляторов по физической сути разделяется на четыре метода:

- визуальный контроль;
- силовой;
- контроль структуры материала изолятора;
- контроль жесткости изолятора.

Визуальный контроль осуществляется с целью определения видимых повреждений изолятора (сколы, крупные трещины на поверхности и проч.).

Силовой метод. Это прямой метод определения работоспособности изолятора.

При использовании этого метода изолятор подвергается механическим нагрузкам в той или иной степени соответствующим реальным нагрузкам, встречающимися в процессе эксплуатации. Несомненным достоинством этого метода является то, что он определяет истинную прочность изолятора, однако при нагрузках достигающих некоторых критических величин возможно повреждение, а, в некоторых случаях и разрушение изолятора.

Косвенные методы, основаны на измерениях неких параметров присущих данному объекту по состоянию, которых судят об его работоспособности. К косвенным методам относятся контроль структуры материала, контроль жесткости изолятора и визуальный контроль.

Контроль структуры материала изолятора. Этот метод позволяет обнаружить трещины, микротрещины и инородные включения внутри изолятора. Контроль структуры материала может быть осуществлен при помощи рентгеноскопии или ультразвуковой дефектоскопии. Последний широко используется ООО «ЦИВОМ». По своей сути данный метод осуществляет контроль геометрических характеристик (неразрывность сечений, наличие трещин, микропористость внутри фарфора и т. п.) изолятора.

Контроль жесткости (механической) изолятора осуществляется виброакустическими методами. При этом контролируются либо частоты свободных колебаний, либо резонансные частоты колебаний изолятора. По частотному спектру колебаний изолятора судят об его работоспособности.

Рассмотрим связь между изменениями прочности и частотных характеристик изолятора при изгибе. Для фарфора, как и для любого другого материала, существует некий предел напряжения превышение, которого приводит к разрушению конструкции (временное сопротивление)[6]. Сила, соответствующая временному сопротивлению называется предельной нагрузкой. Выведем зависимость собственной частоты колебаний изолятора от предельной нагрузки.

Предельная нагрузка при изгибе стержня с жестким креплением одной стороны (заделка) и силой приложенной с другой стороны описывается выражением [6]:

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$P = \sigma I / Lr, \quad (96)$$

где P - предельная нагрузка (сила);

σ - напряжение (в данном случае временное сопротивление);

L - длина стержня (изолятора);

r - радиус опасного сечения изолятора;

I - статический момент инерции опасного сечения изолятора.

Частоты собственных колебаний стержня с жестким креплением одной стороны (заделка) и свободным с другой стороны определяются выражением:

$$\omega_i = (k_i)^2 / L^2 \cdot \sqrt{EI/\mu}, \quad (97)$$

где ω - частота собственных колебаний стержня (изолятора);

k -корень уравнений Крылова;

L -длина стержня;

E -модуль упругости материала;

I -статический момент инерции опасного сечения стержня;

μ - масса единицы длины стержня;

i - собственная форма колебаний стержня ($i = 1, 2, \dots$).

Проведем сравнение характеристик поврежденного и неповрежденного изолятора. В качестве отправной точки возьмем предельную нагрузку (несущую способность), тогда степень повреждения изолятора можно представить в форме отношения предельной нагрузки поврежденного изолятора к предельной нагрузке неповрежденного изолятора. Несложные преобразования позволяют получить следующее соотношение:

$$P_1 / P_0 = I_1 / I_0 = (\omega_{i1} / \omega_{i0})^2, \quad (98)$$

где P_0 - предельная нагрузка неповрежденного изолятора;

P_1 - предельная нагрузка поврежденного изолятора;

I_0 - статический момент инерции опасного сечения неповрежденного изолятора;

I_1 - статический момент инерции опасного сечения поврежденного изолятора;

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

ω_{i0} - частота собственных колебаний неповрежденного изолятора; ω_{i1} - частота собственных колебаний поврежденного изолятора; i - собственная форма колебаний изолятора ($i = 1, 2, \dots$).

Следует заметить, что соотношение (96) справедливо и для продольных и крутильных нагрузок. Анализируя соотношение (96), видим, что повреждение можно обнаружить на любой форме колебаний изолятора. Вышеизложенное позволяет сделать заключение, что использование виброакустических методов для определения технического состояния опорно-стержневых фарфоровых изоляторов корректно.

Следовательно, для решения задачи о техническом состоянии опорно-стержневого изолятора достаточно отследить поведение его собственных частот во времени.

На основании вышеизложенного предлагается:

Метод определения технического состояния опорно-стержневой изоляции под рабочим напряжением (электрическим).

Техническое состояние опорно-стержневого фарфорового изолятора определяется по его амплитудно-частотной характеристике (АЧХ). Фактически определяется состояние механической жесткости изолятора.

Основным критерием сохранения работоспособности опорно-стержневого изолятора является неизменность во времени его амплитудно-частотной характеристики.

Частными случаями и критериями оценки технического состояния изоляторов при первом измерении являются:

а) изолятор в удовлетворительном состоянии:

-наличие одного максимума на АЧХ в диапазоне частот 3000-8000Гц;

б) изолятор в неудовлетворительном состоянии (однозначная отбраковка):

-наличие двух соизмеримых по интенсивности максимумов на АЧХ в диапазонах частот: 1000-2000Гц – первый и 3000-8000Гц – второй;

-наличие одного максимума на АЧХ в диапазоне частот 1000-2000Гц;

										Лист
										74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

-наличие двух соизмеримых по интенсивности максимумов на АЧХ в диапазонах частот: 3000-8000Гц – первый и 8000-12000Гц – второй;

-наличие трех и более соизмеримых по интенсивности максимумов на АЧХ в диапазоне частот 1000-10000Гц.

Все оставшиеся случаи характеризуются как требующие периодических (не реже двух раз в год) обследований (второй – желательно после окончательного перехода среднесуточной температуры через нуль).

В целях предупреждения повреждений опорно-стержневых изоляторов 110-220 кВ и предотвращения несчастных случаев при производстве оперативных переключений предлагается:

1. При оперативных переключениях:

1.1 Включать в бланки переключений обязательный осмотр разъединителей 35-220 кВ перед проведением переключений. При осмотре следует обращать внимание на :

-наличие сколов и трещин на фарфоре;
состояние армировочных швов (по возможности);

-состояние привода, контактной системы и рамы (наличие перекосов)
Осмотр разъединителей может осуществляться при помощи бинокля.

1.2. Запретить производство операций разъединителями, изоляторы которых имеют дефекты в виде трещин (в теле фарфора или армировочном шве), царапин и рисок на фарфоре глубиной более 0,5 мм, а также сколы глубиной более 1 мм и общей площадью более 200 мм²;

1.3. Запретить производство переключений разъединителями с применением неинвентарных (удлиненных) рукояток ручных приводов;

1.4. Производить все операции с разъединителями при введенных в работу быстродействующих релейных защитах и устройствах резервирования отказа выключателя (УРОВ) в полном соответствии с требованиями п. 5.9.6. ПТЭ (15-е издание) и выведенном АПВ.

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

1.5. Ограничить количество переключений (по возможности) при температуре окружающего воздуха минус 25° С и ниже, а также в периоды, когда в течение суток имеют место значительные колебания температуры с переходом нулевого значения.

2. При техническом обслуживании и ремонтах:

2.1. Соблюдать требования предприятия-изготовителя по объему и срокам проведения технического обслуживания и ремонтов разъединителей в соответствии с указаниями "Руководства по эксплуатации».

2.2. Организовать проведение акустико-эмиссионного контроля изоляторов разъединителей 35 - 220 кВ, с использованием аппаратуры и устройств (прибор ПАК-ЗМ, стяжка УКИ-1) разработки АО "ВНИИЭ". Методика контроля входит в комплект поставки. Акустико-эмиссионному контролю должны подвергаться:

- изоляторы любых типов по истечении гарантийного срока на разъединители 110-220 кВ;

- изоляторы любых типов при проведении средних ремонтов разъединителей 110-220 кВ;

- изоляторы любых типов при обнаружении на них сколов фарфора, дефектов армировочных швов или контактной системы разъединителей, которые могли привести к снижению механической прочности изоляторов и (или) к существенному увеличению нагрузок на них;

- изоляторы, отобранные из резерва для замены после окончания гарантийного срока.

2.3. Запретить производство механических испытаний опорно-стержневых изоляторов без одновременного проведения акустико-эмиссионного контроля их состояния.

2.4. Заменять изоляторы, забракованные по результатам акустико-эмиссионного контроля и изоляторы, имеющие дефекты, указанные в п. 1.2.

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.607.00 ПЗ

2.5. Выполнять при среднем ремонте разъединителей 110-220 кВ тщательный осмотр изоляторов и армировочных швов. При осмотре дополнительно к требованиям по п. 1.1. следует обращать внимание на:

- наличие трещин в армировочных швах;
- состояние цемента в армировочных швах;
- состояние влагостойкого покрытия армировочных швов.

2.6. Производить непосредственно после обнаружения заделку трещин в армировочных швах влагостойкой шпатлевкой с последующим нанесением гидрофобного покрытия (например, герметик гидроизоляционный «Гермокрон-гидро»).

2.7. Производить ремонт изоляторов, имеющих сколы с размерами, менее указанных в п. 1.2. настоящего циркуляра. При ремонте производится приклеивание отколотой части к изолятору или покрытие дефектной поверхности влагостойким лаком для наружных работ. Склеивание фарфоровых частей должно выполняться с помощью клея (карбинольного) БФ-4, Б-88 или клея на основе эпоксидной смолы.

При ремонте изоляторов, имеющих царапины и риски на поверхности глубиной менее 0,5 мм, используется полимерное покрытие. В качестве покрытия используется кремнийорганическая композиция типа КЛ101, которая обладает высокой гидрофобностью и адгезией к поверхности фарфора. В комплект поставки входят инструкция по нанесению покрытия, кремнийорганическая композиция с подслоем и отвердителем, технологическое оборудование для нанесения покрытия.

2.8. Выполнять после среднего ремонта разъединителей:

проверку качества монтажа изоляторов (отклонение от вертикали, равенство высот изоляторов, крепеж);

проверку правильности регулировок (на соответствие заводским нормам) контактов главной цепи в части их соосности и значений контактных нажатий, которые проверяются либо по вытягивающему усилию, либо

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

непосредственным контролем контактного нажатия ламелей с помощью прибора ПКСН-1.

проверку соответствия выполнения подводящих шлейфов к разъединителям проектной документации.

2.9. Проводить после среднего ремонта разъединителей их опробование путем 3-5 кратного ручного включения-отключения главных и заземляющих ножей для оценки усилий на рукоятки приводов в соответствии с требованиями «Руководства по эксплуатации».

2.10. Выполнить для обеспечения безопасности персонала, проводящего оперирование разъединителями, не менее одного мероприятия из нижеперечисленных:

установить над ручными приводами разъединителей 110-220 кВ стационарные козырьки из листового металла. Установка сетчатых козырьков не допускается;

заменить ручные привода полуножей главной цепи разъединителей на электродвигательные с дистанционным управлением. Данное мероприятие целесообразно проводить на разъединителях со сроком службы не более 15 лет;

на разъединителях напряжением 110 кВ с ручными приводами заменить фарфоровые опорно-стержневые изоляторы на полимерные типа ИОСПК-10.

Полимерные опорные изоляторы, в которых в качестве грузонесущего элемента используется стеклопластиковая труба в защитной оболочке из кремнийорганической резины, обладают рядом неоспоримых преимуществ по сравнению с фарфоровыми изоляторами.

Эти преимущества:

стойкость к загрязнениям;

более высокие разрядные характеристики в условиях загрязнения и увлажнения;

отсутствие растрескиваний и сколов;

высокая механическая прочность.

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ					

Благодаря указанным преимуществам применение полимерных изоляторов позволяет значительно повысить надежность работы электрооборудования, в частности разъединителей, а главное обеспечить безопасность персонала.

К настоящему времени разработаны и серийно выпускаются полимерные опорные изоляторы на классы напряжения 10, 35 и 110 кВ.

Изоляторы на напряжение 110 кВ изготавливаются в основном на базе стеклопластиковых труб. Труба, в отличие от стержневого стеклопластика, позволяет обеспечить лучшие показатели изолятора по упругой деформации на изгиб, что имеет определяющее значение для работы изоляторов в составе разъединителя.

Для изготовления защитной оболочки изоляторов используются в основном кремнийорганическая резина марки К-69 отечественного производства или ее зарубежный аналог силиконовый каучук марки "Поверсил-310". Современные технологии позволяют наносить цельнолитую защитную оболочку. При этом обеспечивается химическая сшивка резины с трубой, за счет чего повышается качество герметизации оболочки и границы раздела ее с трубой.

Полимерные опорные изоляторы могут применяться как в качестве шинных опор, так и в качестве опорно-поворотных колонок в составе разъединителя. По своим габаритным и установочным размерам выпускаемые конструкции полимерных изоляторов унифицированы с фарфоровыми изоляторами типа ИОС или С, поэтому могут применяться вместо последних.

Для шинных разъединителей 110 кВ предпочтительней выполнение второго или третьего мероприятия.

2.11. Создать на каждой электростанции и на каждом предприятии электрических сетей неснижаемый запас опорно-стержневых изоляторов 110 кВ в соответствии с требованиями табл. 4 и 5 "Типовых нормативов резервной коммутационной аппаратуры 110-500 кВ для подстанций и РУ электростанций", утвержденных Минэнерго СССР 02 декабря 1980 года.

2.12. Организовать хранение резервных опорно-стержневых изоляторов таким образом, чтобы была исключена возможность их механических

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

повреждений, заноса снегом, затопления талыми и дождевыми водами, а также была обеспечена возможность периодического осмотра. Изоляторы хранить на настилах, по возможности в вертикальном рабочем положении, в закрытых помещениях или на открытом воздухе под навесом, защищающем их от воздействия атмосферных осадков. У находившихся на хранении изоляторов раз в 1-2 года проверять целостность армировочных швов и их влагостойкого покрытия. При обнаружении дефектов произвести заделку швов и восстановить влагостойкое покрытие, как это указано в п.2.6.

3. При техническом перевооружении и реконструкции:

Применять на вновь строящихся объектах, а также при реконструкции и техническом перевооружении действующих объектов на ОРУ 110-220 кВ разъединители:

- преимущественно горизонтально-поворотного типа с одним разрывом на полюс;
- с опорными стержневыми изоляторами (фарфоровыми или полимерными), изготовленными по техническим условиям, согласованным с РАО «ЕЭС России»;
- с герметичными подшипниками качения в опоре изоляционных колонн;
- преимущественно с электродвигательными приводами полуножей главной цепи.

Применение ручных приводов полуножей главной цепи допускается во всех случаях, когда разъединители напряжением 110 кВ укомплектованы полимерными изоляторами типа ИОСПК-110.

Прибор контроля усилия нажатия ПКСН-1

Прибор ПКСН-1 предназначен для контроля усилия нормального нажатия в отдельной паре контактов ламельного типа разъединителей 10 - 750 кВ и ячеек КРУ 6-10 кВ. Прибор лишен недостатка традиционного способа контроля контактов, основанного на измерении вытягивающего усилия с применением специальных шаблонов. Этот способ трудоемок, т.к. требует участия не менее

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

двух человек, и имеет низкую точность в связи с тем, что применяемые шаблоны, как правило, не калиброваны по материалу, толщине и состоянию поверхности, а вытягивающее усилие определяется в момент трогания шаблона по стрелочному пружинному динамометру.

Прибор ПКСН-1 состоит из контрольного щупа, блока измерения и соединительных кабелей. Контрольный щуп выполнен на основе тензорезистивного датчика. Блок измерения служит для обработки сигнала, поступающего с контрольного щупа, и цифровой индикации значения силы нормального контактного нажатия. Измерения с помощью прибора может выполнять один человек.

Таблица 33 - Основные технические характеристики прибора ПКСН-1.

Наименование параметра	Размерность	Значение
1. Диапазон контролируемых усилий нажатия	кГс	0 – 100
2. Основная относительная погрешность	%	1,5
3. Дискретность контроля усилий нажатия	кГс	0,1
4. Вид предоставляемой информации о контролируемом усилии	-	цифровой
5. Напряжение питания: от встроенного источника от сети переменного тока	В	12,6 220
6. Время непрерывной работы от аккумулятора	ч	16
7. Рабочий диапазон температур	°С	0 - 40
8. Относительная влажность воздуха	%	До 98

Комплект сменных частей и диапазон регулировок позволяет производить контроль нормального нажатия контактов большинства находящихся

в эксплуатации типов разъединителей наружной и внутренней установки серий РГ, РД(3), РНД(3), ЗРО, РВ(3) и др.

Для удобства пользования прибором ПКСН-1 в руководстве по его эксплуатации приведены нормативные значения нормальных контактных нажатий ламельных контактов наиболее распространенных типов разъединителей и ячеек КРУ.

15 ОСВЕЩЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

Наружное освещение подстанции осуществляется прожекторами ПЗС - 45 с лампами мощностью 1000 Вт напряжением 220 В, питаемых от трансформаторов собственных нужд.

Прожектора устанавливаются на молниеотводах (молниеотвод в высоту 24.4м) по углам подстанции. Расположение молниеотводов показано на листе графической части проекта. Угол наклона прожекторов к плоскости подстанции $\theta = 18^\circ$. Высота установки прожекторов $h = 22$ м (исходя из высоты типовых мачт 21 м [12]).

При таком расположении прожекторов территория подстанции полностью освещается.

16. МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

Опасные грозовые перенапряжения в распредустройствах подстанции возникают как при непосредственном поражении их молнией, так и при набегании на подстанцию грозовых волн с ВЛ в результате поражения проводов ВЛ молнией или удара молнии в вершину опоры или трос.

Защита от набегающих волн осуществляется с помощью ограничителей перенапряжения (таблица 14).

Защита от прямых ударов молнии осуществляется отдельно стоящими молниеотводами имеющими обособленные заземлители.

На проектируемой подстанции предусматриваем 4 молниеотвода.

Наивысшая точка защищаемой подстанции $h_x = 8,25$ м

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

По [13] пространство между молниеотводами полностью перекрывается зоной защиты, если:

$$D \leq 7h_a p, \quad (99)$$

где D – диаметр описанной окружности, проходящей через центры молниеотводов, м;

p – коэффициент, зависящий от высоты молниеотвода H (при);

h_a – активная высота молниеотвода – превышение его над высотой защищаемого объекта h_x , м.

$$h_a = H - h_x \quad (100)$$

Из выражений (99) и (100) следует, что

$$H \geq \frac{D}{7p} + h_x \quad (101)$$

$$D = \sqrt{36^2 + 31,6^2} = 47,9 \text{ м};$$

$$H \geq \frac{47,9}{7 \cdot 1} + 8,25 = 15,09 \text{ м.}$$

Принимаем высоту молниеотвода, с учетом установки прожекторов, $H=24.4$ м.

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_x = 1,6 \frac{h_a}{1 + h_x / H} p \quad (102)$$

$$h_a = 28 - 8.25 = 19.75 \text{ м};$$

$$r_x = 1,6 \frac{19,75}{1 + 8,25 / 28} = 24,4 \text{ м.}$$

Ширину зоны защиты на высоте защищаемого объекта определять не обязательно, потому что, как видно из построений зоны защиты на листе графической части проекта, территория подстанции полностью перекрывается зонами защиты четырех одиночных молниеотводов.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

В соответствии с требованиями [13] выбираю для молниеотводов стальной трехстержневой заземлитель собранный из стержней диаметром $d = 15$ мм, длина которых $l = 2,5$ м. Расстояние между стержнями $c = 5$ м. Стержни соединены между собой стальной полосой с размерами 40×4 мм (по таблице 2 [13]). Заземлитель заглублен в землю на глубину $t = 0,7$ м. Токоотвод выполняется из круглой стальной проволоки диаметром 6 мм (по таблице 3 [13]).

Рассчитаем сопротивление импульсного заземлителя.

Сопротивление одного стержня заземлителя:

$$r_{\epsilon} = 0,366 \frac{\rho_{\epsilon}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (103)$$

$$r_{\epsilon} = 0,366 \cdot \frac{100}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,015} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 0,7 + 2,5}{4 \cdot 0,7 - 2,5} \right) = 46,04 \text{ Ом}$$

Сопротивление всех вертикальных заземлителей:

$$r_{\epsilon\Sigma} = \frac{r_{\epsilon}}{n\eta}, \quad (104)$$

где n – число вертикальных заземлителей;

η – коэффициент использования ($\eta = 0,86$ по таблице 5 [14]).

$$r_{\epsilon\Sigma} = 46,04 / 3 \cdot 0,86 = 17,84 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных полос:

$$r_{n\Sigma} = 0,366 \frac{\rho_{\epsilon}}{nc\eta} \lg \frac{2nc}{bt}, \quad (105)$$

где b – ширина полосы, м.

$$r_{n\Sigma} = 0,366 \frac{100}{3 \cdot 5 \cdot 0,67} \lg \frac{2 \cdot 3 \cdot 5}{0,04 \cdot 0,7} = 11,03 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$r_{\text{общ}} = \frac{r_{\epsilon\Sigma} r_{n\Sigma}}{r_{\epsilon\Sigma} + r_{n\Sigma}}, \quad (106)$$

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

$$r_{\text{общ}} = \frac{17,84 \cdot 11,03}{17,84 + 11,03} = 6,82 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$r_{\text{и.з}} = \alpha_u r_{\text{общ}} \quad (107)$$

где α_u – импульсный коэффициент ($\alpha_u = 0,75$ [1]).

$$r_{\text{и.з}} = 0,75 \cdot 6,82 = 5,12 \text{ Ом.}$$

Допустимое импульсное сопротивление заземлителя молниеотвода $r_{\text{дон}} = 10$ Ом по [2]. Так как $5,12 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом}$, то заземлитель удовлетворяет требованиям ПУЭ и может применяться на проектируемой подстанции.

17 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ

Согласно ПУЭ [2] заземляющие устройства электроустановок 110 кВ выполняются с учетом сопротивления заземляющего устройства $R_z \leq 0,5 \text{ Ом}$ или допустимого напряжения прикосновения.

Расчет по допустимому сопротивлению $R_z \leq 0,5 \text{ Ом}$ приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющего устройства для подстанции небольшой площадью, не имеющей естественных заземлителей. Опыт эксплуатации РУ – 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины R_z .

Заземляющее устройство, выполненное по нормам напряжения прикосновения, должно обеспечивать в любое время года ограничение напряжения прикосновения $U_{\text{пр}}$ до нормированного значения в пределах всей территории подстанции, а напряжение на заземляющем устройстве U_z должно быть не выше 10 кВ.

Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.

Произведем расчет заземляющего устройства по допустимому напряжению прикосновения.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Расчетная длительность воздействия напряжения прикосновения:

$$\tau_g = 0,01 + t_{ng}, \quad (108)$$

где t_{ng} – полное время отключения выключателя (для выключателя МКП – 110 это время составляет 0,08 с).

$$\tau_g = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с.}$$

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения для $\tau_g = 0,09$ с

$$U_{np.don} = 1,5\rho_{\chi} \cdot I_k + I_{\chi} \cdot r_x = 1,5 \cdot 83,5 \cdot 0,75 + 0,75 \cdot 1000 = 844 \text{ В}$$

Коэффициент прикосновения:

$$K_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_g L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (109)$$

где l_g – длина вертикального заземлителя, м (принимаем $l_g = 5$ м [1]);

L_2 – длина горизонтального заземлителя, м (принимаем $L_2 = 980,2$ м по плану заземляющего устройства на листе графической части проекта);

a – расстояние между вертикальными заземлителями, м (принимаем $a = 10$ м по плану заземляющего устройства на листе графической части проекта);

S – площадь заземляющего устройства, м^2 (принимаем $S = 4800$ м^2 по плану заземляющего устройства на листе графической части проекта);

M – расчетный параметр, зависящий от ρ_1 / ρ_2 ;

ρ – удельное сопротивление слоев земли, Ом/м;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_{χ} и сопротивлению растеканию тока от ступней R_c .

$$\beta = \frac{R_{\chi}}{R_{\chi} + R_c}, \quad (110)$$

$$R_c = 1,5\rho_1 = 1,5 \cdot 130 = 195 \text{ Ом};$$

$$\beta = 1000 / (1000 + 195) = 0,837;$$

$$M = 0,536 \text{ для } \rho_1 / \rho_2 = 130 / 100 = 1,3 \text{ (по тексту 7.5 [1]).}$$

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$K_n = \frac{0,536 \cdot 0,837}{\left(\frac{5 \cdot 980,2}{10 \cdot \sqrt{4800}} \right)^{0,45}} = 0,169$$

Потенциал на заземлителе:

$$U_3 = U_{np.дон} / K_n, \quad (111)$$

$$U_3 = 500 / 0,169 = 2958,6 \text{ В},$$

что меньше допустимого, так как $2958,6 \text{ В} < 10000 \text{ В}$.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.дон} = U_3 / I_3, \quad (112)$$

где

I_3 – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, А.

$$I_3 = I_{no}^{(1)} (1 - X_{o\Sigma} / X_{m1}), \quad (113)$$

где

X_{m1} – сопротивление нулевой последовательности трансформаторов, Ом.

$$I_3 = 2,833 \cdot \left(1 - \frac{30,28}{56,87 + 35,71} \right) = 1,906 \text{ кА}.$$

$$R_{з.дон} = 2958,6 / 1906 = 1,55 \text{ Ом}.$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{4800} = 69,28 \text{ м}$.

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1. \quad (114)$$

$$m = \frac{980,2}{2 \cdot 69,28} - 1 = 6,07$$

Принимаем $m = 6$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m + 1). \quad (115)$$

$$L_2' = 2 \cdot 69,28 \cdot (6 + 1) = 969,92 \text{ м}.$$

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.607.00 ПЗ				

Длина сторон ячейки:

$$b = \sqrt{S} / m. \quad (116)$$

$$b = 69,2 / 6 = 11,55 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_g = 4\sqrt{S} / b. \quad (117)$$

$$n_g = 69,28 \cdot 4 / 11,55 = 24$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g n_g. \quad (118)$$

$$L_g = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м.}$$

Относительная глубина:

$$\Gamma_{\text{отн}} = \frac{l_d + t}{\sqrt{S}}, \quad (119)$$

где

t – глубина заложения горизонтальных проводников, м ($t = 0,7$ м).

$$\Gamma_{\text{отн}} = (5 + 0,7) / 69,28 = 0,073$$

Так как $\Gamma_{\text{отн}} < 0,1$, то общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель:

$$R_3 = (0,444 - 0,84\Gamma_{\text{отн}}) \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}, \quad (120)$$

где

ρ_3 – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м ($\rho_3 = \rho_2 = 100$ Ом·м по таблице 7.6 [1]).

$$R_3 = (0,444 - 0,84 \cdot 0,073) \cdot \frac{100}{69,28} + \frac{100}{969,92 + 120} = 0,444$$

Что меньше допустимого $R_{3,\text{доп}} = 0,5$ Ом.

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{np}} = K_n I_3 R_3. \quad (121)$$

$$U_{\text{np}} = 0,169 \cdot 1906 \cdot 0,444 = 207,44 \text{ В.}$$

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Что меньше допустимого значения 844 В.

Наименьшее допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости определяется по следующим формулам.

Для горизонтальных заземлителей:

$$q_{my} = I_3 \sqrt{\tau_6} / 136. \quad (122)$$

$$q_{my} = 1906 \cdot \sqrt{0,09} / 136 = 4,2 \text{ мм}^2.$$

Для вертикальных заземлителей:

$$q_{my} = I_3 \sqrt{\tau_6} / 68. \quad (123)$$

$$q_{my} = 1906 \cdot \sqrt{0,09} / 68 = 8,4 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности выбираем в качестве вертикальных заземляющих проводников круглые стальные прутки диаметром 10 мм², сечение которых составляет $q = 78,5 \text{ мм}^2$; в качестве горизонтальных заземлителей выбираем стальные полосы сечением $q = 4 \times 12 = 48 \text{ мм}^2$.

18 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ

Анализ возможных вредных и опасных факторов при монтаже и эксплуатации проектируемого объекта.

Проектируемая подстанция 110/10кВ и ВЛ 110кВ, являются устройством без технологического производства, поэтому вредные выбросы в атмосферу отсутствуют.

Для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном сбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара - проектом предусматривается сооружения маслоприемника рассчитанного на 100% задержания масла из одного трансформатора.

Противопожарные мероприятия и пожарная защита запроектированы в соответствии с «Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий, систем пожара-тушения и обнаружения пожара на энергетических объектах», утвержденных министерством энергетики и электрификации России и

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

согласованных с начальником главного управления пожарной охраны МВД России.

Безопасность организация работ при эксплуатации и ремонте, строительстве и наладки проектируемой подстанции определены ПУЭ [2].

Степень огнестойкости ОРУ подстанции принята I. Проектируемая подстанция относится к II группе по единичной мощности (до 40МВА), в связи с этим пожарный водопровод и водоем на подстанции не предусматривается. Подстанция снабжена первичными средствами пожара тушения, имеет телефонную связь с местной пожарной службой.

При электромонтаже и ремонте оборудования проектируемой подстанции следует применять меры защиты от механических травм (ушибов, ранений), ожогов, от поражения электрическим током, опасными в отношении возможности травмирования являются работы связанные с подъемом на высоту и креплением тяжелых деталей электрооборудования РУ (разъединителей, отделителей, короткозамыкателей трансформаторов тока, опорных изоляторов, и др.). При установки различной аппаратов, закрепленных на строительных конструкциях с помощью цементных растворов, нельзя удалять поддерживающие приспособления до полного затвердения раствора. Поднятые на высоту различные элементы оборудования и аппараты должны, непременно, закрепляется на своих местах.

Во время подъема и перемещения распределительных щитов камер и блоков распределительных устройств необходимо с помощью оттяжек предотвратить их возможное опрокидывание.

В процессе регулировки выключателей и разъединителей с автоматическим приводом должны быть приняты меры против не предусмотренного включения или отключения приводов другим. В этом случае возможны ушибы выполняющего работу электромонтажника. Для предотвращения такого включения плавкие вставки в цепях управления электромагнитным приводом снимаются.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Если же в процессе регулировки потребуется включить оперативный ток, постановка вставок предохранителей допускается только после удаления всех людей от данного выключателя.

После того как смонтирована ошиновка трансформатора и его обмотки присоединены к шинам распределительного устройства, их внешние выводы необходимо замкнуть накоротко и заземлить на случай подачи напряжения на трансформатор, который не принят в эксплуатацию. То же относится и к измерительным трансформаторам.

Чтобы исключить возможность прикосновения или опасного приближения к не изолированным токоведущим частям, должна быть обеспечена недоступность с помощью ограждения, блокировок, или расположение токоведущих частей на недоступной высоте или в недоступном месте.

Корпуса трансформаторов, светильников, аппаратов и других, металлических не токоведущих частей могут оказаться под напряжением при замыкании их токоведущих частей на корпус. Если корпус при этом не имеет заземления прикосновение к нему опасно также как к фазе. Безопасность обеспечивается путем заземления корпуса заземлителем.

Молниезащита подстанции запроектирована в соответствии с [13] и [2].

Охранные мероприятия на подстанции

Территория ПС должна ограждаться. Ограждение территории подстанции напряжением 35-750кВ должно выполняться высотой не менее 2,4 м.

Ограда должна быть сплошной (предпочтительно из ж/б конструкций)

Ограждение территории ПС должно иметь сплошные металлические ворота и калитки, конструкция которых не должна позволять свободно преодолевать их. Ворота и калитки должны закрываться на внутренний замок.

Входные наружные двери всех помещений ПС следует выполнять металлическими и оборудованными внутренними замками.

Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума. Оконные проемы не должны предусматриваться в следующих зданиях и сооружениях:

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– на фасадной стороне ОПУ в случае совмещения фасадной линии ОПУ с оградой ПС;

– в кабельных этажах и шахтах;

– в складских помещениях.

В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками. Окна второго и более высоких этажей рекомендуется выполнять из армированного стекла или стеклоблоков.

В случае выполнения остекления окон второго этажа из обычного стекла они должны иметь решетки.

Охранное освещение по периметру ПС предусматривается на всех ПС имеющих постоянный дежурный персонал. Включение охранного освещения осуществляется вручную или автоматически. Охранное освещение должно обеспечивать освещенность поверхности земли вдоль внутренней стороны ограждения не менее 0,5 лк.

Охранная сигнализация помещений ПС должна осуществлять контроль:

– закрытого состояния входных наружных дверей, а также оконных фрамуг и форточек помещений ПС;

– целостности оконных стекол;

– целостности дверных и оконных проемов;

– закрытого состояния въездных ворот и калиток.

На ПС рекомендуется предусматривать телефонную связь.

В целях исключения слива масла посторонними лицами из силовых трансформаторов целесообразно на сливном вентиле установить заглушку, закрепленную болтами и контролируруемую охранной сигнализацией.

Конструкция ввода и вывода кабелей, водопроводов и канализации на территории ПС должна исключать проникновение на ПС посторонних лиц.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы спроектирована подстанция для электроснабжения потребителей района города Сургута.

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

В результате проведенных расчетов принята типовая комплектная трансформаторная подстанция из блоков заводского изготовления типа КТПБ 110/10 – 5 – М – 2 х 10000 – 59 У1.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. ПУЭ - 4. - М.: Энергия, 2003.-603с.
2. Правила устройства электроустановок. ПУЭ - 6. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 648 с.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергия, 2003. - 224 с.
4. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
5. Районная понизительная подстанция 35 - 220 кВ: Методика дипломного проектирования/ Под ред. Мишина Л. А. - Сургут, 1975. - 23 с.
6. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов/ Под ред. Блока В. М. - М.: Высшая школа, 1990. - 308 с.
7. ГОСТ 14209 - 85 (СТ СЭВ 3916 - 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. - М.: Издательство стандартов, 1985. - 30 с.
8. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. - М.: Энергия, 1970. - 517 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита понижающих трансформаторов 110 - 500 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 96 с.
10. Беркович М. А. Автоматика энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 208 с.
11. Модернизированные КТПБ 110/10(6), 110/35/10(6), 110/20 и 35/10(6) различного назначения. Техническое описание и инструкция по монтажу и эксплуатации ОГК.412.070. - Куйбышев, 1982. - 92 с.
12. Кнорринг Г. М. Справочник для проектирования электрического освещения. - Л., 1960. - 342 с.
13. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

34.21.122 - 87/ Минэнерго СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 56 с.

14. Защитное заземление: Методические указания/ Под ред. Паниной О. А. - Сургут, 1995. - 16 с.

15. Справочник по проектированию подстанций 35 - 1150 кВ/ Под ред. Самойлова Я. С. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 302 с.

16. Синягин Н. Н. Система планово-предупредительных ремонтов оборудования и сетей промышленной энергетики. - М.: Энергия, 1978. - 408 с.

17. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий. СН 357 - 77. М.: Госстрой СССР, 1977.

18. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174 - 75. - М.: Госстрой СССР, 1976.

19. Инструкция по переключениям СО 153-34.20.505-2003г.

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
FV1,FV2	Ограничитель перенапряжения ОПН-9-110/73	6	
FV5..FV8	Ограничитель перенапряжения ОПН-РС-10/12,5	12	
РА	Амперметр Э-335	14	
PI	Счетчик активной энергии СА3 И-680	11	
PK	Счетчик реактивной энергии СР4 И-673	11	
PV	Вольтметр Э-335	2	
PW	Ваттметр Д-335	2	
Q1	Выключатель масляный баковый МКП-110Б-630-20 У1	1	
Q2,Q3	Выключатель вакуумный ВВ/TEL-10-20/1000 У3	2	
QB1		1	
Q4..Q11	Выключатель вакуумный ВВ/TEL-10-20/630 У3	8	
QS1..QS4	Разъединитель РНДЗ – 2 – 110/1000У1	4	
QS5,QS6	Разъединитель РНДЗ- 16 – 110/1000У1	2	
T1,T2	Силовой трансформатор ТДН– 10000/110	2	
T3,T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/10	2	
ТА1..ТА3	Трансформатор тока ТФЗМ 110Б-Р/0,5-100/5 У1	6	
ТА33..ТА41	Трансформатор тока ТЛ-10-Р/0,5-300/5 У3	24	
TV1,TV2	Трансформатор напряжения ЗНОЛ 09-10У2	6	

					ЮУрГУ-13.03.02.2017.607.00 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
.	т								
Разраб.					КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 Перечень элементов	Лит.	Лист	Лист	
Руковод.						Р	Д	П	В
Н. контр.									1
Реценз.									
Утвердил									

					13.03.02.2017.607.00 ПЗ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				96

№ стр	Формат	Обозначение	Наименование			Кол. листов	Примеч.
			Документация текстовая				
	A4	КФБН 100400.004.ПЗ	Пояснительная записка			94	
	A1	КФБН 1004.02.366.ЭЗ	Документация графическая КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 Главная схема электрических соединений			1	
	A4	КФБН 1004.02.366.ПЭЗ	КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 Перечень элементов			1	
	A1	КФБН 1004.03.366.Э2	КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 План ПС			1	
	A1	КФБН 1004.04.366.Э2	КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 Разрез по ячейке РУ ВН, Схема заполнения РУ НН			1	
	A1	КФБН 1004.05.366.Э0	КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 Шкаф защиты Т-1			1	
	A1	КФБН 1004.06.366.Э5	КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 Молниезащита, заземление, освещение			1	
	A1	КФБН 1004.07.366.Э2	КТПБ-110/10-5-М-2х1000-59 У1 Изолятор ИОСПК-110, анализ повреждений			1	
	A1	КФБН 1004.08.366.Д1	КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1 Техничко- экономические показатели			1	
ЮУрГУ-13.03.02.2017.607.00 ПЗ							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.					Лист	Лист	
Руковод.					т.	т	
Н.контр.					Р	Д	
Реценз.					П	1	
Утвердил					1	1	
					КТПБ-110/10-5-М-2х10000-59 У1		
					Ведомость		
13.03.02.2017.607.00 ПЗ							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист		
					97		