

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения установки аспирации
цеха № 25 АО КуйбышевАзот»

Студент(ка)

В.Ю. Фокеев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлена реконструкция электрической части подстанции 110/10/6 кВ г. Тольятти – подстанция «МИС». Реконструкция вызвана необходимостью модернизации и замены оборудования.

Данная работа включает в себя следующие вопросы по замене оборудования:

1. Замена масляных выключателей на элегазовые на стороне 110 кВ;
2. Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжения на стороне 110 кВ;
3. Установка современных ячеек КРУ и ограничителей перенапряжения на стороне 10 и 6 кВ.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 48 листах, содержащая 14 таблиц, 8 рисунков. Графическая часть представлена на шести листах формата А1.

Содержание

	Введение	5
1	Анализ состояния подстанции «МИС»	7
2	Расчет нагрузок подстанции «МИС»	11
3	Расчет токов короткого замыкания подстанции «МИС»	17
4	Выбор нового высоковольтного оборудования подстанции	25
5	Релейная защита и автоматика подстанции «МИС»	41
	Заключение	45
	Список использованных источников	46

Введение

Электроэнергетика любого современного государства влияет на его развитие в целом: экономика, промышленность, сельское хозяйство и т.д. Развитие современной электроэнергетики Российской Федерации в значительной мере определяет уровень развития всего народного хозяйства нашей страны.

Электросетевой комплекс России в настоящее время имеет высокую степень износа. По различным оценкам, этот показатель находится в пределах 60 – 70%, что значительно превышает аналогичные показатели электросетевых компаний США и стран Европы. Объемы инвестиционных средств, выделяемые на модернизацию всей электроэнергетической отрасли РФ катастрофически малы, что в свою очередь приводит к старению основных производственных фондов. Это в свою очередь привело к тому, что современные системы электроснабжения не отвечают основным требованиям: надежности, безопасности, эргономичности и т.д. Поэтому на данный момент реконструкция и модернизация электросетевого комплекса России является актуальным вопросом.

В настоящее время понизительные подстанции должны иметь минимальный объем эксплуатационного и ремонтного персонала.

Эффективность подстанций в настоящее время должна обеспечиваться следующими требованиями:

- увеличение надежности при снабжении электрической энергии потребителей;
- снижение затрат на эксплуатацию;
- сокращение территории подстанций.

Требования представленные выше должны достигаться:

- при проектировании новых трансформаторных подстанций;
- при масштабных мероприятиях в рамках реконструкции.

Требования при строительстве новых трансформаторных подстанций:

- использование современного высоковольтного оборудования;
- использование автоматизированных систем позволяющих контролировать процессы на подстанции дистанционно – с пульта диспетчеров;
- минимальная площадь под строительство подстанций;
- минимальная протяженность кабельных трасс.

На подстанции «МИС» установлено оборудование, выпущенное в 1971-1977гг. Это оборудование уже давно отработало свой срок службы, установленный заводом изготовителем, оно морально устарело, кроме того имеет повышенную взрывоопасность и требует больших затрат на эксплуатацию и ремонты.

Целью данной дипломной работы является повышение надёжности подстанции «МИС».

Основные задачи согласно поставленной цели: для увеличения надёжности системы электроснабжения Комсомольского района предполагается полная реконструкция подстанции «МИС».

В объем реконструкции входит установка нового оборудования на стороне 110 кВ, 10 кВ, 6 кВ.

1. Анализ трансформаторной подстанции «МИС». Рассмотрение вопросов реконструкции подстанции

Подстанция (ПС) 110/10/6 «МИС» была разработана в 1971г для питания собственных нужд системы «Мощный испытательный стенд». После прекращения функционирования «Мощного испытательного стенда», на подстанцию возложили функцию электроснабжения потребителей Комсомольского района города Тольятти (рисунок 1). По степени надежности и бесперебойности электроснабжения потребители данного района относятся к 1-ой и 2-ой категории.

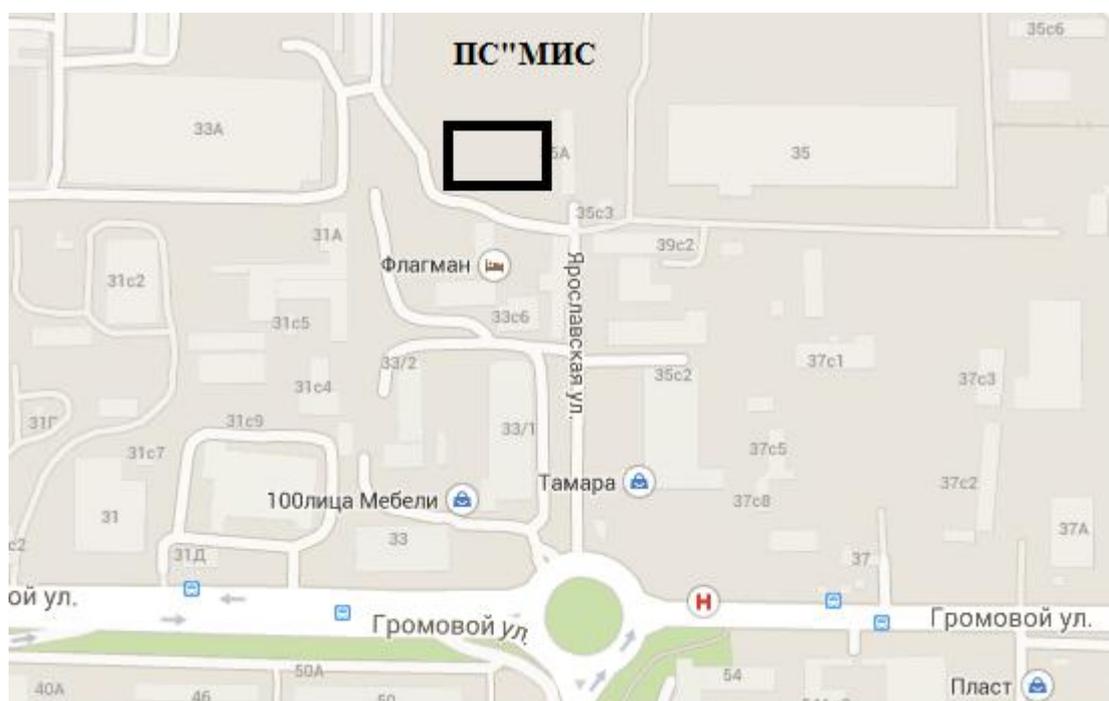


Рисунок 1 –Расположение подстанции «МИС»

На подстанции установлены два силовых масляных трансформатора марки ТДТН-115/11/6,6-40000 кВА.

Обслуживание подстанции осуществляется персоналом ЗАО «КВАНТ» г. Тольятти.

Питание подстанции осуществляется по двухцепной линии электропередач ВЛ-110кВ ПС 220/110/10 кВ «Левобережная». ОРУ-110 кВ

выполнено по упрощенной схеме двух блоков «линия-трансформатор» с переключкой на стороне линии. На территории подстанции установлены масляные выключатели типа МКП-110, 1971г. выпуска. Данные выключатели давно морально и физически устарели, а также срок службы, установленный заводом изготовителем давно истек. Выключатели данного типа имеют повышенную взрывоопасность и требует больших затрат на эксплуатацию и ремонты. Оборудование имеет сильный износ, что может привести к аварии и, как следствие, к нарушению электроснабжения потребителей. Поэтому выключатели, установленные на ОРУ 110 кВ предлагается заменить на элегазовые выключатели.

Все оборудование класса напряжением 110 кВ и силовые трансформаторы устанавливаются на территории открытого распределительного устройства 110 кВ. Закрытые распределительные устройства 10 и 6 кВ выполнены ячейками серии К-12.

На сторонах 10 и 6 кВ установлена одинарная система шин с секционированная выключателем. Режим работы силовых трансформаторов со стороны 110, 10, 6 кВ принят отдельный.

Ремонт и ревизия силовых трансформаторов предусматривается с помощью автокрана. Запас чистого масла хранится в цистернах. Аварийный слив масла осуществляется в подземный бак емкостью 35 м³.

Питание собственных нужд осуществляется от трансформаторов типа ТМ-160 на напряжении 380/220 В.

К собственным нуждам относятся: обогрев ЗРУ, обогрев шкафов релейной аппаратуры, наружное освещение, освещение ЗРУ, нагрузка, потребляемая оперативными цепями, эксплуатационные и ремонтные нагрузки.

В соответствии с главой 3 ПУЭ на подстанции установлены следующие типы релейной защиты:

- дифференциальная токовая защита с действием на отключение выключателей ввода 10 и 6 кВ и выключателя 110 кВ на реле ДЗТ-11;

- газовые защиты трансформатора и контактора РПН, с действием на отключение выключателей ввода 110, 10 и 6 кВ;
- защита вводов 10 и 6 кВ выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40;
- на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Автоматика на подстанции «МИС» выполнена в следующем объеме:

- автоматическое включение резерва (АВР) секционных выключателей 10 и 6 кВ при отключении вводов от защиты и исчезновении напряжения на питающей линии;
- АВР трансформаторов собственных нужд;
- автоматическое включение обогрева счетчиков.

Оборудование релейной защиты и автоматики имеет большой износ, что в случае аварийных ситуаций может привести к отказу срабатывания средств релейной защиты и автоматики. Данное обстоятельство может повлечь за собой поломку электрооборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как подстанция «МИС» осуществляет питание потребителей первой и второй категории.

На стороне 6 кВ установлена система автоматической настройки компенсации емкостных токов замыкания на землю (САНК). Работа САНК организована таким образом, чтобы определить ожидаемую уставку сигнала управления, для осуществления дозированного воздействия на УДГР в целях настройки в резонанс контура, образованного суммарными значениями емкостной проводимости сети и индуктивными проводимостями дугогасящего реактора, посредством плавного изменения индуктивности УДГР типа ДГРУ-400/6-У1 под воздействием электрического сигнала управления САНК.

Заземляющее устройство выполнено сопротивлением 0,5 Ом в любое время года. В качестве заземления применены пруты из круглой стали диаметром 12 мм и длиной 5 м, соединенные стальной полосой. Защита

подстанции от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами. Молниеотводы присоединены к общему контуру заземления подстанции.

Защита оборудования от волн перенапряжения, набегающих с ВЛ-110 кВ предусмотрена с помощью вентильных разрядников РВС-110, от коммутационных перенапряжений на стороне 10 и 6 кВ РВО-10 и РВО-6 соответственно. Это оборудование уже давно отработало свой срок службы, установленный заводом изготовителем, оно морально устарело. Поэтому предлагается заменить его на нелинейные ограничители перенапряжения.

Принципиальная электрическая схема распределительного устройства подстанции имеет вид согласно стандарту организации ПАО «ФСК ЕЭС»: мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычки со стороны линий. Главная электрическая схема подстанции не измениться, т.к. действующая схема соответствует современным требованиям надежности.

2. Расчет нагрузок подстанции «МИС»

Расчет нагрузок подстанции необходим для выбора силовых трансформаторов.

Таблица 1 – Наименование нагрузок подстанции «МИС»

№ п/п	Наименование нагрузок	Тип линии ЛЭП (ВЛ, КЛ)	Напряжение, кВ	cosφ
1	Ввод ф-10	КЛ	6	0,92
2	Ввод ф-44	КЛ	6	0,92
3	Ввод ф-51	КЛ	10	0,92
4	Ввод ф-73	КЛ	10	0,92
5	Дополнительная нагрузка	КЛ	6,10	0,92

Годовые графики нагрузок по вводам показаны на рисунках 2 – 6.

По известным годовым графикам, по продолжительности для заданных потребителей (рисунки 2 – 6) определяем мощность, как для отдельных потребителей, так и для подстанции в целом.

Определяем полную мощность отдельных потребителей:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos\varphi_{in}},$$

где: P_{in} - максимальная потребляемая активная мощность отдельного потребителя, кВт.

Определяем полную мощность Ф-10:

$$S_{\phi-10} = \frac{5650}{0.92} = 6141 \text{ кВА.}$$

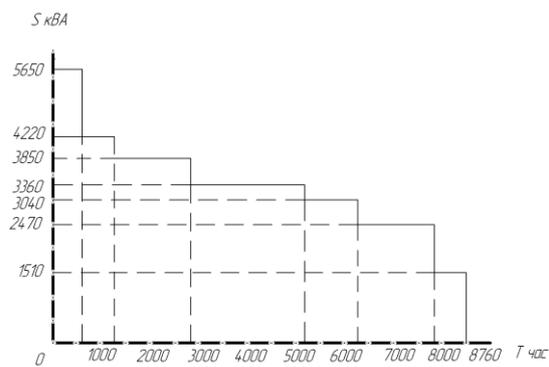


Рисунок 2 – Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-10

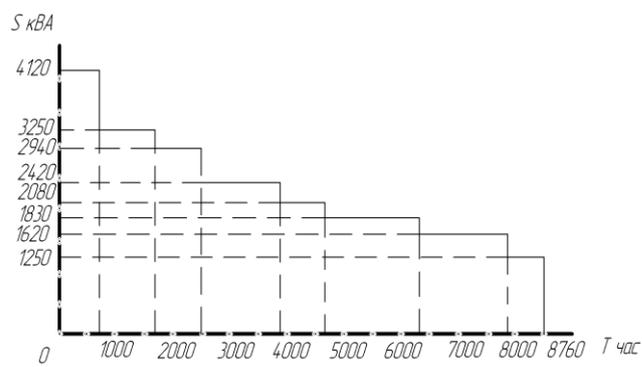


Рисунок 3 – Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-44

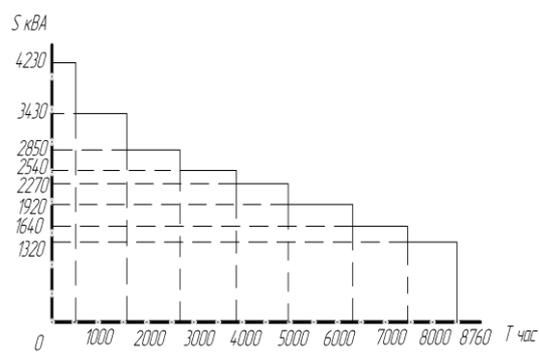


Рисунок 4 – Годовой график нагрузок ввод 10 кВ ф-51

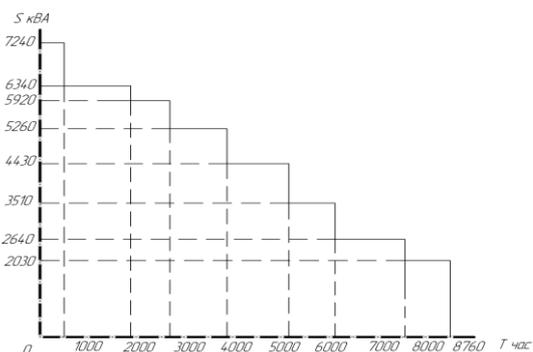


Рисунок 5 – Годовой график нагрузок ввод 10 кВ ф-73

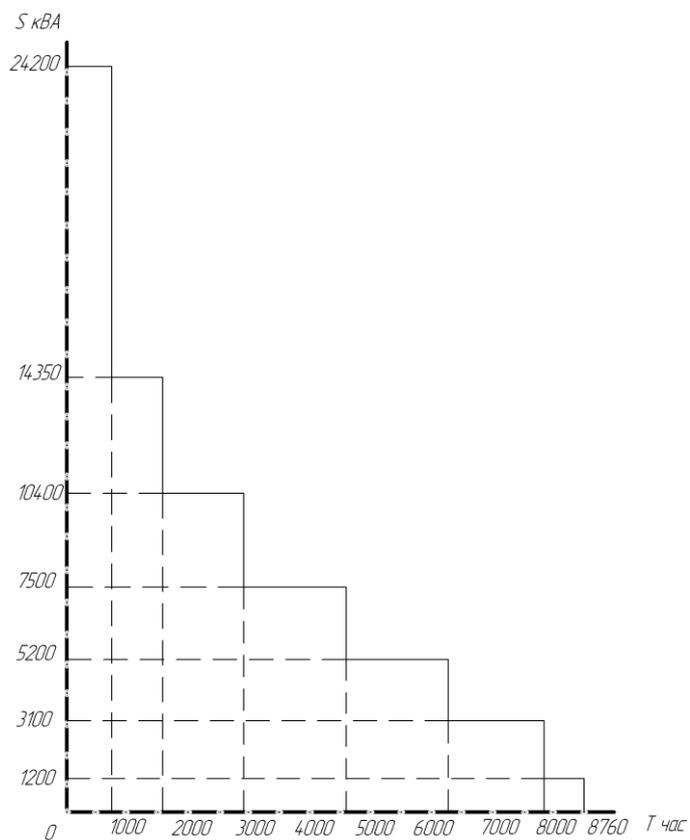


Рисунок 6 – Суммарный годовой график дополнительной нагрузки

Определяем полную мощность Ф-44:

$$S_{\phi-44} = \frac{4120}{0.92} = 4478 \text{ кВА.}$$

Определяем полную мощность Ф-51:

$$S_{\phi-51} = \frac{4230}{0.92} = 4598 \text{ кВА.}$$

Определяем полную мощность Ф-73:

$$S_{\phi-73} = \frac{7240}{0.92} = 7870 \text{ кВА.}$$

Определяем полную мощность дополнительной нагрузки:

$$S_{дон} = \frac{24200}{0.92} = 26304 \text{ кВА,}$$

где: $\cos\varphi = 0,92$ -коэффициент мощности потребителей.

Определяем значение потребляемой электроэнергии отдельных потребителей:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t_{in},$$

где: P_{in} - потребляемая активная мощность соответствующей ступени графика, кВт; t_{in} – продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-10:

$$W_{\phi-10} = \left(\begin{array}{l} 5650 \cdot 620 + 4220 \cdot 680 + 3850 \cdot 1500 + 3360 \cdot 2300 + \\ + 3040 \cdot 1200 + 2670 \cdot 1500 + 1210 \cdot 960 \end{array} \right) = 28690 \text{ MBm} \cdot \text{ч.}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-44:

$$W_{\phi-44} = \left(\begin{array}{l} 4120 \cdot 700 + 3250 \cdot 950 + 2940 \cdot 810 + 2420 \cdot 1410 + \\ + 2080 \cdot 770 + 1830 \cdot 1710 + 1620 \cdot 1470 + 1250 \cdot 940 \end{array} \right) = 20052 \text{ MBm} \cdot \text{ч.}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-51:

$$W_{\phi-51} = \left(\begin{array}{l} 4230 \cdot 540 + 3430 \cdot 1020 + 2850 \cdot 1080 + 2540 \cdot 1210 + \\ + 2270 \cdot 1070 + 1920 \cdot 1460 + 1640 \cdot 1050 + 1320 \cdot 1330 \end{array} \right) = 20644 \text{ MBm} \cdot \text{ч.}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-73:

$$W_{\phi-73} = \left(\begin{array}{l} 7240 \cdot 500 + 6340 \cdot 1160 + 5920 \cdot 830 + 5260 \cdot 1160 + \\ + 4430 \cdot 1150 + 3510 \cdot 980 + 2640 \cdot 1410 + 2230 \cdot 1230 \end{array} \right) = 36989 \text{ MBm} \cdot \text{ч.}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии дополнительной нагрузки:

$$W_{\text{дон}} = \left(\begin{array}{l} 24200 \cdot 540 + 14350 \cdot 1060 + 10400 \cdot 1300 + 7500 \cdot 1700 + \\ + 5200 \cdot 1700 + 3100 \cdot 1500 + 1200 \cdot 960 \end{array} \right) = 69191 \text{ MBm} \cdot \text{ч.}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии по подстанции:

$$W_{nc} = \sum_1^n W_n^i = (28690 + 20052 + 20644 + 36989 + 69191) = 175567 \text{ MBm} \cdot \text{ч.}$$

Определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_m = \frac{W_{\max}}{P_{\max}} = \frac{175567}{45,5} = 3859 \text{ ч,}$$

где: P_{\max} - максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, МВт;
 W_{\max} - максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции в целом, МВт·ч

Годовой график нагрузок потребителей представлен на рисунке 7.

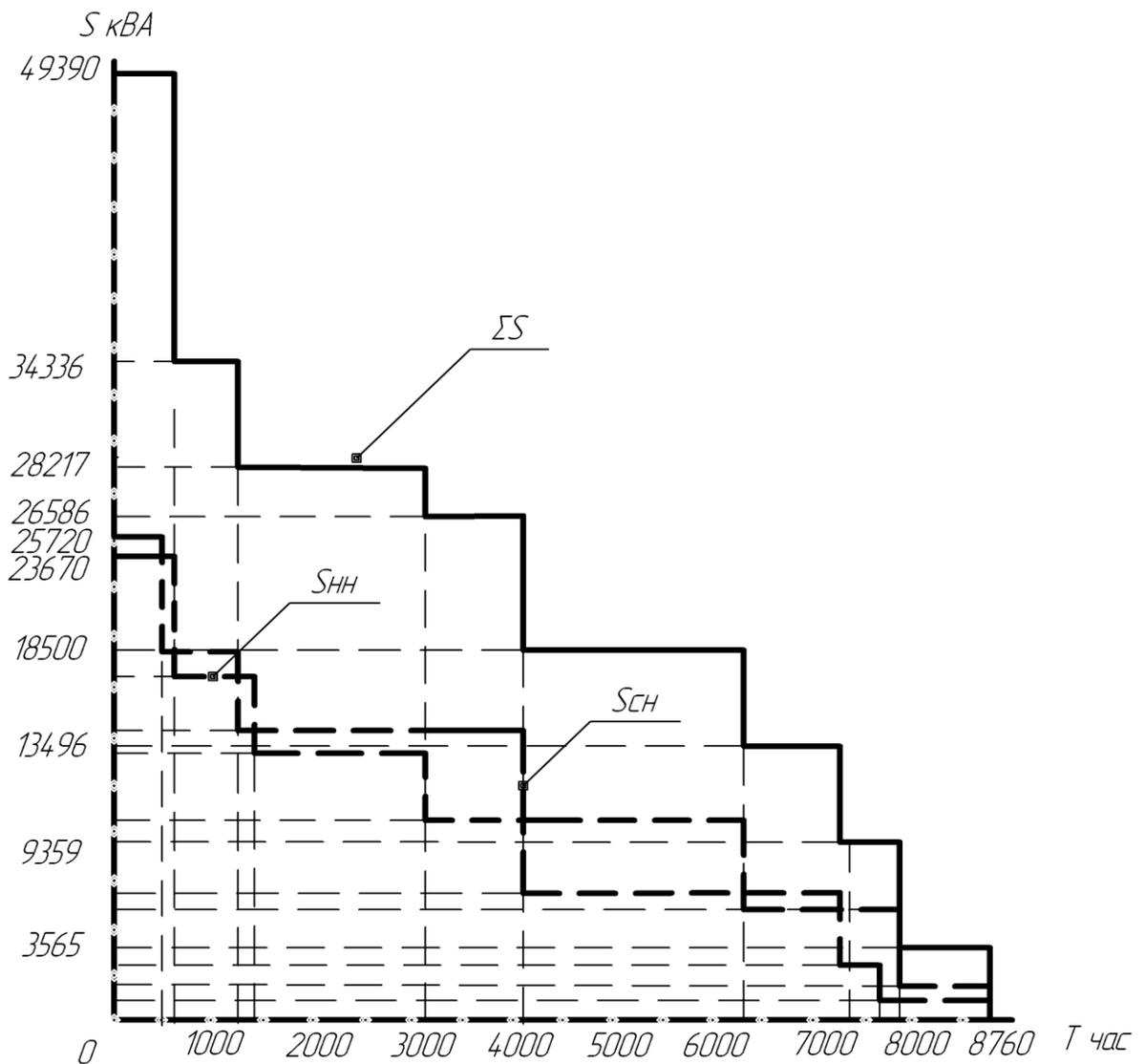


Рисунок 7 – Суммарный годовой график нагрузок подстанции

На главной понизительной подстанции «МИС» в настоящее время установлены два трансформатора, каждый мощностью 40 МВА. Мощности

двух силовых трансформаторов хватает для всех нужд Комсомольского района, с учетом перспективы развития лесной зоны и уплотнения застройки.

Таким образом, на основе приведенных данных по вводным фидерам ЗРУ-6 кВ, ЗРУ-10 кВ ПС «МИС» и произведенного графического анализа можно сделать вывод о том, что установленные силовые трансформаторы работают, и будут работать в нормальном, номинальном режиме, с учетом перспективной дополнительной нагрузки. Поэтому замена трансформаторов на более мощные не целесообразна.

3. Расчет токов короткого замыкания подстанции «МИС»

Результаты расчетов токов КЗ, необходимы прежде всего при выборе высоковольтного оборудования, а также проверки выбранного оборудования и элементов электроустановки - на электродинамическую и термическую устойчивость

Расчет токов КЗ в работе осуществляется с помощью приближенного метода – практический.

Исходная схема для расчётов токов короткого замыкания показана на рисунке 8.

Исходные данные:

Система: $U_H = 115$ кВ; $x_c = 2,25$ Ом.

Воздушная линия: $x_0 = 0,4$ Ом/км; $l = 4,38$ км; $U_H = 115$ кВ.

Кабельные линии: $U_H=11$ кВ, $x_0 = 0,075$ Ом/км, $r_0 = 0,13$ Ом/км; $l=4340$ м; $U_H=6,6$ кВ, $x_0=0,071$ Ом/км, $r_0=0,13$ Ом/км, $l=2630$ м.

Трансформатор: $S_H = 40$ МВА.

Реактор РБНГ-10-2500: $x_p = 0,14$ Ом

Определение параметров схемы замещения: при $S_6 = 1000$ МВА.

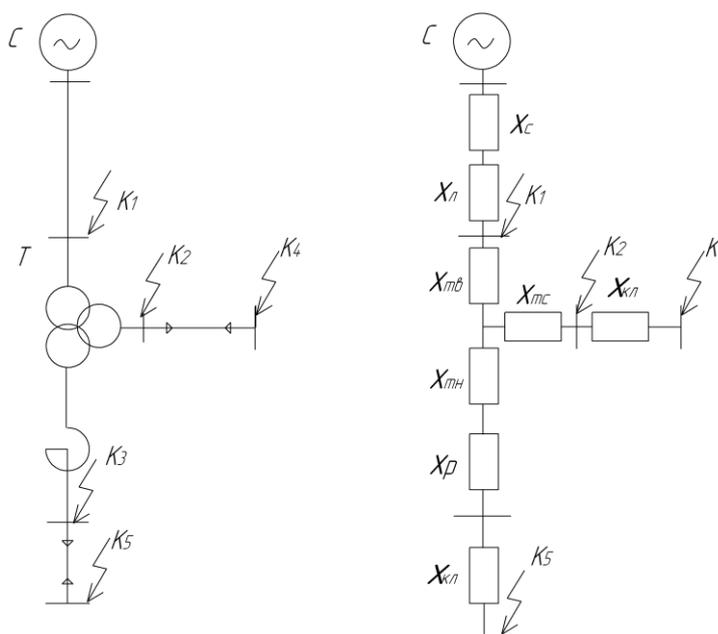


Рисунок 8 – Исходная схема для расчетов токов короткого замыкания

3.1. Расчет токов КЗ в точке К1 (110 кВ)

Принимаем базисную мощность равную: $S_6=1000$ МВА.

Определим сопротивление системы:

$$x_c = x_0 \frac{S_6}{U_n^2} = 2,25 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,17 \text{ (o.e.)}.$$

Определим сопротивление по линии 110 кВ:

$$X_{л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_H^2} = 0,4 \cdot 4,38 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ (o.e.)}$$

где $x_0 = 0,4$ Ом/км – сопротивление 1 км воздушной линии.

Результирующее сопротивление для точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{\text{вл}} = 0,17 + 0,13 = 0,3 \text{ (o.e.)}$$

Определим периодическую слагающую токов КЗ:

$$I_{K1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot x_{\Sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,3} = 16,7 \text{ (кА)}.$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1} \cdot U_H = 1,73 \cdot 16,7 \cdot 115 = 3322,5 \text{ (МВА)}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1} = 1,414 \cdot 1,8 \cdot 16,7 = 42,5 \text{ (кА)}$$

где: $K_y = 1,8$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока КЗ:

$$I_{Y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{Y1} - 1)^2};$$
$$I_{Y1} = 16,7 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 21,39 \text{ (кА)}$$

3.2. Расчет токов КЗ в точке К2(10кВ)

Принимаем базисную мощность равную: $S_6 = 1000$ МВА.

Определяем сопротивление трансформатора обмотки высшего напряжения:

$$X_{TB} = 0,5 \frac{(U_{BB} + U_{BC} - U_{CH})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,5 \cdot \frac{(17 + 10,5 - 6)}{100} \frac{1000}{40} = 2,7 \text{ (e)}$$

Определяем сопротивление трансформатора обмотки среднего напряжения:

$$X_{TC} = 0,5 \frac{(U_{BC} + U_{CH} - U_{BB})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,5 \cdot \frac{(10,5 + 6 - 17)}{100} \frac{1000}{40} = 0,06 \text{ (e)}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К2:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{TB} + X_{TC} = 0,3 + 2,7 + 0,06 = 3,06 \text{ (e)}$$

Определим периодическую слагающую токов КЗ:

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 3,06} = 17,2 \text{ (кА)}$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H = 1,73 \cdot 17,2 \cdot 11 = 327,3 \text{ (MVA)}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K2} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 17,2 = 41,8 \text{ (кА)}$$

где: $K_Y = 1,72$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока КЗ:

$$I_{Y2} = I_{K2} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2};$$

$$I_{Y2} = 17,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 24,54 \text{ кА.}$$

3.3. Расчет токов КЗ в точке КЗ(6кВ)

Определяем сопротивление трансформатора обмотки низшего напряжения:

$$X_{TH} = 0,5 \cdot \frac{(U_{BB} + U_{CH} - U_{BC})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,5 \cdot \frac{(17 + 6 - 10,5)}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 1,56 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление реактора:

$$x_p = \frac{S_{\sigma}}{U_{нн}^2} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6,6^2} = 3,21 \text{ о.е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки КЗ:

$$X_{\Sigma 3} = X_C + X_L + X_{TB} + X_{TH} + X_p = 0,17 + 0,13 + 2,7 + 1,56 + 3,21 = 7,8 \text{ о.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов КЗ:

$$I_{K3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 7,8} = 11,2 \text{ (кА)}.$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_H = 1,73 \cdot 11,2 \cdot 6,6 = 127,9 \text{ (МВА)}$$

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K3} = 1,414 \cdot 1,6 \cdot 11,2 = 25,3 \text{ (кА)}$$

где: $K_Y = 1,6$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока КЗ:

$$I_{Y3} = I_{K3} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2}$$

$$I_{Y3} = 11,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 14,7 \text{ кА}$$

3.4. Расчет токов КЗ в точке К4(10кВ)

Определяем сопротивление кабельной линии:

$$X_{КЛ} = X_0 \cdot l \text{ Ом,}$$

$$X_{КЛ} = \frac{0,071 \cdot 4,34}{2} = 0,155 \text{ Ом,}$$

$$R_{КЛ} = R_0 \cdot l \text{ Ом,}$$

$$R_{KL} = \frac{0,13 \cdot 4,34}{2} = 0,28 \text{ Ом},$$

$$Z_{KL} = \sqrt{X_{KL}^2 + R_{KL}^2} \text{ Ом},$$

$$Z_{KL} = \sqrt{0,155^2 + 0,28^2} = 0,32 \text{ Ом},$$

$$Z_{KL} = Z_{KL} \frac{S_6}{U_{CH}^2} = 0,32 \cdot \frac{1000}{11^2} = 2,64 \text{ о.е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К4:

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma 1} + X_{TB} + X_{TC} + Z_{KL} = 0,3 + 2,7 + 0,06 + 2,64 = 5,7 \text{ (о.е.)}$$

Определим периодическую слагающую токов К3:

$$I_{K4} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 5,7} = 9,2 \text{ (кА)}.$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{K4} = \sqrt{3} \cdot I_{K4} \cdot U_H = 1,73 \cdot 9,2 \cdot 11 = 175,4 \text{ (МВА)}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K4} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 9,2 = 22,4 \text{ (кА)}$$

где: $K_Y = 1,72$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К3:

$$I_{Y4} = I_{K4} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2};$$

$$I_{Y4} = 9,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 13,1 \text{ кА}.$$

3.5. Расчет токов КЗ в точке К5(6кВ)

Определяем сопротивление кабельной линии:

$$X_{КЛ} = X_0 \cdot l \text{ Ом},$$

$$X_{КЛ} = 0,075 \cdot 2,63 = 0,2 \text{ Ом},$$

$$R_{КЛ} = R_0 \cdot l \text{ Ом},$$

$$R_{КЛ} = 0,13 \cdot 2,63 = 0,34 \text{ Ом},$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{X_{КЛ}^2 + R_{КЛ}^2} \text{ Ом},$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{0,2^2 + 0,34^2} = 0,4 \text{ Ом},$$

$$Z_{КЛ} = Z_{КЛ} \frac{S_{\sigma}}{U_{нн}^2} = 0,4 \cdot \frac{1000}{6,6^2} = 9,2 \text{ о.е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К5:

$$X_{\Sigma 5} = X_C + X_{Л} + X_{ТВ} + X_{ТН} + X_p = 16,9 \text{ о.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З:

$$I_{К5} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 16,9} = 5,18 \text{ (кА)}.$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{К5} = \sqrt{3} \cdot I_{К5} \cdot U_H = 1,73 \cdot 5,18 \cdot 6,6 = 59,2 \text{ (МВА)}.$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{К5} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 5,18 = 12,6 \text{ (кА)}$$

где: $K_Y = 1,72$ – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока КЗ.:

$$I_{Y5} = I_{K5} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2};$$
$$I_{Y5} = 5,18 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 7,39 \text{ кА}.$$

Данные расчетов токов короткого замыкания сведены в таблицу 2.

Таблица 2 - Данные расчетов токов короткого замыкания подстанции «МИС»

Точки КЗ.	$I_{к}, \text{кА}$	$i_{y\partial}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$	$S_{к.з.}, \text{МВА}$
К1	16,7	42,5	21,39	3322,5
К2	17,2	41,8	24,54	327,3
К3	11,2	25,3	14,7	127,9
К4	9,2	22,4	13,1	175,4
К5	5,18	12,6	7,39	59,2

4. Выбор нового высоковольтного оборудования подстанции

4.1. Выбор оборудования 110 кВ

4.1.1. Выбор высоковольтных выключателей

В цепях трансформаторов и перемычке на данный момент установлены масляные выключатели МКП-110, 1971г. выпуска. Срок службы данного оборудования, установленный заводом изготовителем давно истек. Оно морально устарело, кроме того имеет повышенную взрывоопасность и требует больших затрат на эксплуатацию и ремонты. Оборудование имеет сильный износ, что может привести к аварии и, как следствие, к нарушению электроснабжения потребителей. Поэтому, предлагается заменить их на современные элегазовые выключатели.

Элегазовый выключатель – один из самых современных типов высоковольтных выключателей. В качестве среды для гашения дуги в них используется сера (SF₆, элегаз), которая обладает большой электрической прочностью и отличными дугогасящими свойствами.

К установке на ОРУ 110 кВ предлагаются следующие типы элегазовых выключателей:

- Выключатель колонковый ВГП-110 производства ОАО ВО «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург;
- Выключатель бакового типа ЗАР1DT-145/ЕК производства ЗАО «АК Евроконтракт».

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов выключателей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик выключателей типов ВГП-110 и ЗАР1DT-145/ЕК представлен в таблице 3.

После анализа данных таблице 3, выбор сделан в пользу выключателя типа ВГП-110, так как данный вид выключателя обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным.

Таблица 3 – Сравнительный анализ технических характеристик выключателей

Наименование параметра	ВГП-110-40 У1	ЗАР1DT-145/ЕК
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	до 3150
Номинальный ток отключения, кА	40	до 40
ток термической стойкости	40	до 40
Собственное время отключения, с.	0,03	0,034
Полное время отключения, сек.	0,055	0,057
Собственное время включения, с.	0,6	0,063
Масса выключателя, кг	1300-1500	3530
Срок службы, лет	40	40
Гарантийный срок, лет	5	5
Цена, руб.	3 981 000	4 352 000

Выключатель типа ВГП-110-40 У1 имеет следующие характеристики, учитывающие специфику эксплуатации в условиях России:

- Устройство имеет несколько модификаций по коммутационной способности для сетей с различными токами КЗ, для различных минимальных температур эксплуатации;

- Внутренняя изоляция сформирована при пониженном давлении газа для работы при низких температурах окружающей среды без применения смесей;

- Механический ресурс привода составляет 10000 операций О-В, механический ресурс фазы выключателя не имеет ограничений в рамках разумной эксплуатации в течение срока службы;

- Стойкость к любому воздействию внешней среды обеспечивается защитными покрытиями на весь срок эксплуатации;

– Безопасность эксплуатации коммутационных аппаратов, как сосудов под давлением, обеспечивается защитным устройством;

– Стабильность качества производства подтверждается периодическими испытаниями серийных изделий, включая коммутационные испытания, в Испытательном центре НИИВА.

Выключатель ВГП-110, как и любой аппарат, является пожаробезопасным. Материалы, поддерживающие горение, отсутствуют в конструкции изделия. Выключатель ВГП-110 является взрывобезопасным, что отличает его от многих аналогов. Металлическая мембрана и демпфер, сглаживающий воздействие ударных волн, возникающих при коммутациях, защищают каждый полюс от разрушения при резком повышении давления.

Необходимо проверить выключатель типа ВГП-110 на возможность установки на ОРУ 110 кВ. Проверку выключателей необходимо производить по важнейшим параметрам:

$$I_{расч.} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{49390}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 260 \text{ А.}$$

Таблица 4 – Проверка выключателей 110 кВ

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	110	110
По току	$I \leq I_{ном}, \text{ А}$	260	2000
По отключающей способности	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}, \text{ кА}$	16,7	40
По электродинамической стойкости	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{ кА}$	42,5	80
По термической стойкости	$W_k \leq I_t^2 \cdot t_t, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	828,29	4800

Колонковые выключатели серии ВГП производится на ОАО ВО «Электроаппарат».

4.1.2. Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Основными защитными аппаратами от грозовых и коммутационных перенапряжений являются вентильные разрядники (РВ) и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Защитные свойства РВ и ОПН основаны на нелинейности вольтамперной характеристики их рабочих элементов, обеспечивающей заметное снижение сопротивления при повышенных напряжениях и возврат в исходное состояние после снижения напряжения до нормального.

В настоящее время вентильные разрядники не производятся, а на действующих подстанциях выработали свой срок службы. В следствие этого при реконструкции и строительстве подстанций используются только ОПН.

Достоинства современных ОПН:

- высокая прочность при перенапряжениях;
- высокая степень надежности;
- возможность работы при низких температурах.

Для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН-П-110/56/20-УХЛ1 и ОПН-Ф-110/56/20-УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных устройств». Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения показана в таблице 5.

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110/56/700-УХЛ1, т.к. при равных характеристиках он имеет меньшую цену.

ОПН класса 110 кВ в сетях с заземленной нейтралью предназначены для защиты электрооборудования подстанций от грозовых и коммутационных перенапряжений. Высокая эффективность применения ОПН обеспечивается при установке аппаратов в следующих местах:

1. На шинах силовых трансформаторов (обязательно);
2. На секциях шин для защиты трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, проходных изоляторов (факультативно);
3. На защищенных подходах к подстанциям вместо трубчатых разрядников (факультативно).

ОПН данной серии характеризует:

- внешняя изоляция на основе силикона фирмы WACER (Германия);
- высокая стойкость к климатическим и химическим воздействиям;
- система взрывобезопасности ЕХС, максимально защищающая окружающее оборудование и т.д.

Таблица 5 – Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-110/156/20-УХЛ1	ОПН-Ф-110/156/20-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110	110
Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	700	700
Номинальный разрядный ток, кА	20	20
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ, значение, кВ	56	56
Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	100	100
Расчетный срок эксплуатации, лет.	30	30
Цена, руб.	28700	35000

4.1.3. Выбор разъединителей 110 кВ

Разъединители прежде всего предназначены для создания видимого разрыва электрической сети при ремонтных работах.

Выбранный разъединитель должен удовлетворять следующим показателям:

- а) по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- б) по току: $I_{max} \leq I_{ном}$;
- в) по электродинамической стойкости: $I_{уд} \leq I_{дин}$;
- г) по термической стойкости: $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$.

К установке на ОРУ 110 кВ ПС предлагаются следующие типы трёхполюсных разъединителей с электродвигательным приводом и изоляторами из полимерных материалов:

- Разъединитель SGF 123n производства ЗАО «АББ-УЭТМ»;
- Разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ.

Необходимо провести сравнительный анализ двух видов разъединителей и сделать выбор в пользу более экономичного и технически выгодного варианта. Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей типов SGF 123n и РГП СЭЩ 110 кВ представлен в таблице 6.

По результатам данных приведенных в таблице 6, выбор сделан в пользу разъединителя типа РГП СЭЩ 110 кВ, так как данный вид разъединителя обладает необходимыми техническими характеристиками, по ценовому показателю является наиболее экономически выгодным.

Конструкцией этого разъединителя предусматривается установка стационарных заземляющих ножей, с помощью которых можно заземлить отключенный участок сети, также в комплект разъединителя входит привод электродвигательный типа ПД-14 для установки в разных климатических районах.

Таблица 6 – Сравнительный анализ технических характеристик разъединителей

Наименование параметра	SGF 123n	РГП СЭЩ 110 кВ
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	2000
Ток термической стойкости, кА	40	40
Ток электродинамической стойкости, кА	100	100
Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока (время короткого замыкания), с.		
- для главных ножей	3	3
- для заземляющих ножей	1	1
Цена, руб.	330 000	245 000

Необходимо произвести проверку выбранного разъединителя РГП СЭЩ 110 кВ на возможность установки на ОРУ 110 кВ.

1) проверка по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$$

$$110кВ = 110кВ$$

2) проверка по длительному току:

Выбираем к установке разъединители с рабочим током 2000А.

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд};$$

$$i_{дин} = 100 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 42.5 \text{ кА};$$

$$100 \text{ кА} \geq 42.5 \text{ кА},$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости).

4) проверка на термическую стойкость

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k;$$

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a);$$

$$B_k = 828,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{откл.}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты).

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 828,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнивая расчётные и каталожные данные, видим, что разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ выбран верно, так как основные технические параметры разъединителя удовлетворяют всем условиям проверки.

4.1.4. Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для преобразования величины первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов

реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

К установке на ОРУ 110 кВ выбирается опорный литой ТОЛ- 110 УХЛ.

Литые трансформаторы тока по сравнению с элегазовыми аналогами имеют ряд преимуществ:

- не требуют обслуживания в ходе эксплуатации, в отличие от элегазовых, которые требуют высококвалифицированного обслуживания;
- ТОЛ-110 пригоден для эксплуатации в районах со II и III степенью загрязнения по ГОСТ 9920-89.

Проверка выбранного трансформатора тока на первом этапе сводится в таблицу 7.

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на ОРУ 110 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: амперметр, ваттметр, счетчики энергии. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 8.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k.$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2},$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами; I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Таблица 7 – Расчёт трансформатора тока 110 кВ

Расчётные данные	ТОЛ-110 УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 260 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_{уд} = 42.5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 153 \text{ кА}$
$B_k = 828.29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1080 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	ЭА-0702	0,5
2	Счетчик активной энергии	СА4У – И672 М	2,5
4	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		3,5

Общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ-110 УХЛ1 в классе 0,5 $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{пров} = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом.}$$

Для подстанции применяем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 60 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{расч}}{r_{пров}} ;$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{1,06} = 2,77 \text{ мм}^2.$$

Выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4мм^2 .

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом}.$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,14 + 0,74 + 0,1 = 0,98 \text{ Ом}.$$

Из произведенных расчетов можно сделать вывод о возможности установки трансформатора тока марки ТОЛ-110 УХЛ1 на ОРУ 110 кВ ПС.

Также для установки принимается трансформатор тока типа ТВТ – 300/5 встраиваемый в высоковольтные вводы трансформатора со стороны 110 кВ. Завод изготовитель данного трансформатора тока является ООО ТД «Автоматика» г. Смоленск.

4.1.5. Выбор заземлителя

К установке принимаются заземлители для установки в нейтрали трансформаторов типа ЗОН-110/II ХЛ1, с ручным приводом заземляющего ножа ПРЗ - 8 ХЛ1. Производителем является ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ – Самара», г. Самара. К установке было принято 2 заземлителя данного типа.

4.2. Выбор оборудования на стороне 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполнено в виде закрытого распределительного устройства с камерами КРУ-10 кВ.

В настоящее время наибольшее распространение для распределительных устройств 10 кВ получили ячейки КРУ (комплектные распределительные устройства) с вакуумными выключателями, благодаря своим достоинствам:

- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения;
- снижение эксплуатационных затрат;
- пожаробезопасность;
- широкий диапазон температур, в котором возможна работа вакуумных выключателей;
- устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам вследствие малой массы и компактной конструкции аппарата;
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малыми выделениями энергии в дуге и отсутствие выброса масла, газов при отключении КЗ.

В замен старых ячеек типа ячейками серии К-12 с масляными выключателями, к установке на подстанции принимаем ячейки КРУ-10 типа КРУ – СЭЩ – 63. КРУ типа КРУ – СЭЩ – 63 обладает наиболее широкими возможностями в отношении встраиваемого оборудования. Данная серия более современная и широко применяется во многих распределительных сетях.

Ячейка КРУ типа КРУ – СЭЩ – 63 с климатическим исполнением ХЛ1, производство ОАО «Самарский электроцит». Распределительные шкафы КРУ серии СЭЩ-63 соответствуют требованиям ГОСТ 14693-90.

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1541 \text{ A}.$$

4.2.1. Выбор выключателя 10 кВ

Выключатель на стороне 10 кВ выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на стороне 110 кВ. К установке в ячейках КРУ – СЭЦ – 63 принимаются вакуумные выключатели типа ВВ/TEL.

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 9.

Таблица 9 – Вакуумный выключатель 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1541 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п,о}^3 = 17,2 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{а,т} = 8,3 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 20,04 \text{ кА}$
$I_{дин} = 17,2 \text{ кА}$	$I_{п,о} = 31,5 \text{ кА}$
$B_k = 29,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кном} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

К установке принимаем выключатель ВВ/TEL-10-31.5/2000.

4.2.2. Выбор трансформатора тока 10 кВ

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – СЭЦ – 10 ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 10. Трансформатор тока ТОЛ – СЭЦ – 10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{приб} = \frac{10,2}{5^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ-СЭЦ 10 кВ в классе 0,5 $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$.

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}};$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,45 - 0,1 = 0,65 \text{ Ом.}$$

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ-10 кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ-СЭЩ 10 кВ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1541 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 41,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 29,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На низкой стороне контроль за работой трехобмоточного трансформатора ведут с помощью следующего комплекта приборов: амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	ЭА-0702	0,5
2	Счетчик активной энергии	ЕвроАльфа	3,6
3	Счетчик реактивной энергии	ЕвроАльфа	3,6
4	Варметр	Н-395	2
5	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		10,2

Для подстанции применяю кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 60 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,65} = 4,51 \text{ мм.}$$

Принимаю контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 5 мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{5} = 0,59 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,45 + 0,59 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом.}$$

4.2.3. Выбор ТН10 кВ.

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 12.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ – СЭЩ – 10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 В · А. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

$$11,7 \leq 75.$$

Таблица 12 – Контрольно-измерительные приборы во вторичной цепи ТН

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, <i>ВА</i>	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							<i>P, Вт</i>	<i>Q, вар</i>
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	САЭ – 681	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СР4-И673М	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

Следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности. Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАМИ – СЭЩ – 10 кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

4.3. Выбор оборудования на стороне 6 кВ

К установке в РУ-6 кВ используется также ячейки КРУ типа КРУ-СЭЩ-63:

- Вакуумные выключатели типа ВВ/TEL-10-31.5/3150;
- Трансформаторы тока типа ТОЛ – 10/4000;
- Трансформаторы напряжения типа НАМИ – СЭЩ – 10 кВ.

4.4. Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 10 и 6 кВ

Для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН-П-10/12/20-УХЛ1 и ОПН-Ф-10/12/20-УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных устройств». Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения показана в таблице 13.

Выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П, т.к. при одинаковых характеристиках они имеют меньшую цену.

Предназначены для защиты электрооборудования в сетях с изолированной нейтралью, напряжением 3, 6 и 10 кВ. ОПН данной серии характеризует:

- абсолютно герметичный, монолитный корпус, изготавливаемый литьевым методом;
- внешняя изоляция на основе силикона фирмы WACER (Германия);
- высокая механическая и термомеханическая прочность, устойчивость к перегреву до 200 градусов;
- исключительная стойкость к климатическим и химическим воздействиям;
- сегментарная система взрывобезопасности FFS, не допускающая разлета осколков;
- большой выбор модификаций по току пропускной способности и энергоемкости: 300, 400, 420, 500, 550, 600, 650, 700 А;

Таблица 13 -Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-10/12/20-УХЛ1	ОПН-Ф-10/12/20-УХЛ1	ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1	ОПН-Ф-6/7,2/10-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10	10	6	6
Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	700	700	400	400
Номинальный разрядный ток, кА	20	20	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	12,0	12,0	7,2	7,2
Гарантийный срок, лет.	6	5	6	5
Цена, руб	1620	1800	1380	1560

- пошаговая система контроля качества SbS, с полным входным контролем материалов и автономным контролем сборочных операций;
- успешный опыт эксплуатации более 25 000 аппаратов данной серии;
- индивидуальный контрольный номер;
- оптимальное соотношение цены и качества.

5. Релейная защита и автоматика подстанции «МИС»

5.1. Характеристика РЗА установленной на ПС

В соответствии с ПУЭ на подстанции установлены следующие защиты. На силовых трансформаторах установлены: дифференциальная токовая защита с действием на отключение выключателей ввода 10 и 6 кВ и выключателя 110 кВ на реле ДЗТ-11, газовые защиты трансформатора и контактора РПН, с действием на отключение выключателей ввода 110, 10 и 6 кВ, защита вводов 10 и 6 кВ выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40, на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Автоматика на подстанции выполнена в следующем объеме: автоматическое включение резерва (АВР) секционных выключателей 10 и 6 кВ при отключении вводов от защиты и исчезновении напряжения на питающей линии, АВР трансформаторов собственных нужд, автоматическое включение обогрева счетчиков.

Оборудование релейной защиты и автоматики подстанции «МИС» имеет большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Это неизбежно повлечёт за собой поломку оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как подстанция «МИС» питает потребителей первой и второй категории. Предлагается заменить данное оборудование на микропроцессорные устройства защиты типа «Сириус-21».

Выбор микропроцессорных устройств релейной защиты типа «Сириус-21» основывается не только на низкой стоимости по сравнению с аналогами, но и на наличии обученного и квалифицированного персонала, специализирующегося на обслуживании, испытании и монтаже данного оборудования.

5.2. Защита силовых трансформаторов ТДТН-40000/115/11/6.6 подстанции «МИС»

Для защиты силовых трансформаторов предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-ТЗ.

5.2.1. Эксплуатационные возможности Сириус-ТЗ

-Управление схемой обдува по двум критериям - ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

-Контроль на "затягивание" команды на отключение;

-Оперативный ввод или вывод некоторых функций с помощью тумблеров на передней панели устройства вместо традиционных накладок;

-Наличие двух независимых интерфейсов связи RS232C и токовой петли RS485 для связи с компьютером;

-Встроенные часы-календарь;

-Устройство имеет каналы связи для передачи на компьютер данных аварийных отключений, просмотра и изменения уставок, контроля текущего состояния устройства.

5.2.2. Расчет уставок Сириус – ТЗ

Таблица 14 - Уставки Сириус-ТЗ

1	2	Функция	Вкл
1	2	3	4
Уставки	Уставки ДЗТ-1 (Отсечка)	$I_{диф} / I_{ном}$	10.2
		T, с	0.00
		«Мгновенное значение» Контроль мгновенного значения тока	Откл
	Уставки ДЗТ-2	Функция	Вкл
		T, с	0.00
		$I_{д1} / I_{ном}$ - базовая уставка защиты	0,76
		Кторм % - коэффициент торможения	35 %
		$I_{Т2} / I_{ном}$ - вторая точка излома характеристики	0,81

1	2	3	4		
	Уставки ДЗТ-3 (Небаланс ДЗТ)	$I_{\text{ог2}} / I_{\text{ог1}}$ - уставка блокировки от второй гармоники	0,15		
		Функция	Откл		
		$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}$	0,1-2,0		
		T, с	1-999		
Общие ДЗТ		$I_{\text{ном_ВН}}$ - номинальный ток обмотки ВН трансформатора (на среднем ответвлении РПН) во вторичных величинах	1.67 А		
		$I_{\text{ном_СН}}$ - номинальный ток обмотки СН трансформатора во вторичных величинах	3,53 А		
		$I_{\text{ном_НН}}$ - номинальный ток обмотки НН трансформатора во вторичных величинах	5,8 А		
		Группа ТТ ВН - группа сборки ТТ на стороне ВН	11		
		Группа ТТ СН - группа сборки ТТ на стороне СН	0		
		Группа ТТ НН - группа сборки ТТ на стороне НН	0		
		Размах РПН % - размах регулирования РПН в %	16 %		
		Сторона РПН – сторона трансформатора на которой установлено РПН	ВН		
		Уставки перегрузки		Функция ВН	Вкл
$I_{\text{ВН}}, \text{А}$	2,0				
Функция СН	Вкл				
$I_{\text{СН}}, \text{А}$	4,3				
Функция НН	Вкл				
$I_{\text{НН}}, \text{А}$	5,15				
T перегрузки, с	8,0				
Уставки обдува				Функция ВН	Вкл
				$I_{\text{ВН}}, \text{А}$	1,08
		Функция СН	Вкл		

1	2	3	4
		I_{CH}, A	2,33
		Функция НН	Вкл
		I_{HH}, A	3,9
		T обдува, с	6
	Уставки блокировок РПН	Функция	Вкл
		I, A	2,5

5.3. Защита трансформаторов напряжения подстанции «МИС»

Для защиты трансформаторов напряжения предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-ТН.

5.3.1. Эксплуатационные возможности устройства Сириус-ТН

- Контроль ТН по U2, автомату ТН, U-линейному;
- Контроль напряжения 3U0;
- Реле наличия напряжения;
- Реле отсутствия напряжения;
- Реле ВМ-блокировки для МТЗ;
- Три ступени защиты минимального напряжения ЗМН;
- Ступень от повышения напряжения;
- Совмещенная автоматическая частотная разгрузка АЧР-1 и АЧР-2;
- Частотное автоматическое повторное включение ЧАПВ;
- Ступень защиты от повышения частоты.

5.4. Защита секционных выключателей 10 и 6 кВ подстанции «МИС»

Для защиты секционных выключателей предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-21С.

Заключение

В выпускной квалификационной работе произведена реконструкция понизительной подстанции 110/10/6 «МИС» в связи с моральным и физическим износом основного оборудования, а именно: был произведён расчет токов трёхфазного короткого замыкания и по ним выбрано оборудование подстанции. При выборе оборудования подстанции был проведен сравнительный анализ современного электротехнического высоковольтного оборудования.

Согласно проделанным расчетам к установке было принято:

- на стороне 110 кВ: элегазовый выключатель марки ВГП-110П-40/2000У1; трансформаторы тока ТОЛ - 110 УХЛ1 и ТВТ – 110 кВ; ограничители перенапряжения; разъединители марки РГП СЭЩ-110 кВ, ограничители перенапряжения типа ОПН-П-110/156/700-УХЛ1.

- на стороне 10 и 6 кВ: были выбраны ограничители перенапряжения ОПН-П-10/12/20-УХЛ1 и ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1; ячейки КРУ типа КРУ СЭЩ-63.

В результате произведённой реконструкции подстанция соответствует всем современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2003.
3. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Методические указания к курсовому проектированию. Тольятти, ТГУ, 2010.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Энергоатомиздат, 1989.
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Рожкова Л.Д., Козулин В.С. -М.: Энергомиздат, 2003.
6. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования./ Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Белецкий, О.В. Обслуживание электрических подстанций/ Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А. –М.: Энергоатомиздат,1990.
9. Клементьев, В.Р. Монтаж внутризаводских электроустановок/ Клементьев В.Р. Магазинник Л.Т. –М.: Энергоатомиздат, 1996.
10. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 2005.
11. Петрова, С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2003.
12. Проектирование электрической части станций и подстанций/ Ю.Г. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. –Л.: Энергоатомиздат,1985.

13. Усов, В.И. Электрическая часть электростанций. –М.: Энергоатомиздат, 1987.
14. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.1/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 1999.
15. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.2/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2003.
16. Макаров. Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
17. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
18. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.
19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
20. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
21. Камнев, В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок/ В.Н. Камнев. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
22. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.
23. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий/ Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
24. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок/ Б.Ю. Липкин – М.: Высшая школа, 1990.

25. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/ Л.И. Двоскин - М.: Энергоатомиздат, 1985.
26. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.
27. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.
28. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
29. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
30. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
31. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
32. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.