

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему: Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ
«Новая Майна»

Студент

М.И. Измаилов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассмотрены пути реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 «Новая Майна».

Дана характеристика объекта и проведен расчет электрических нагрузок, на основании которого выбраны силовые трансформаторы.

Выполнен расчет токов симметричных и несимметричных к.з. На основании на расчета токов к.з. выбрано основное оборудование подстанции и проводники, отвечающие всем техническим требованиям и нормам, а также нормам безопасности: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения и др.

Определена величина мощности, необходимая для удовлетворительного функционирования подстанции, проведен расчет собственных нужд. Выбраны трансформаторы собственных нужд.

Пересмотрена система релейной защиты и автоматики, молниезащиты и заземления подстанции.

Пояснительная записка выполнена на 57 листах, включая 7 рисунков и 19 таблиц. Графическая часть представлена на чертежах формата А1 в количестве 6 штук.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта.....	6
2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок и выбор трансформаторов.....	9
3 Расчет токов к.з.....	11
3.1 Расчет токов трёхфазного к.з.....	11
3.2 Расчет токов несимметричных к.з.....	15
4 Выбор оборудования подстанции.....	20
4.1. Выбор силовых выключателей.....	20
4.2 Выбор разъединителей.....	25
4.3. Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	27
4.3.1. Выбор трансформаторов тока.....	27
4.3.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	33
4.4 Выбор ошиновки подстанции.....	36
4.4.1 Выбор гибких шин.....	36
4.4.2 Выбор жестких шин.....	39
4.5 Выбор изоляторов.....	42
4.5.1 Выбор проходных изоляторов.....	42
4.5.2 Выбор опорных изоляторов.....	43
5 Релейная защита подстанции.....	44
6 Оперативный ток подстанции.....	46
7 Молниезащита подстанции.....	48
8 Заземление подстанции.....	50
Заключение.....	54
Список используемых источников.....	55

Введение

Электрическая энергия – особый вид материи, без которой трудно представить современный мир. Электрификация России началась в 1920 году с началом выполнения плана ГОЭЛРО (сокращенно от Государственный план электрификации России), а масштабные разработки и внедрение новых технологий начались с 1950-х годов, что связано с научными разработками в области атомной энергетики, а далее – с развитием гидроэнергетики.

Сегодня электроэнергетика России продолжает развиваться и занимает одну из ведущих позиций в экономике страны. За последний год фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации составило 1076,2 млрд кВт·ч, а установленная мощность составляет 243243 МВт и продолжает увеличиваться за счет реконструкций объектов генерации.

От электростанции энергия передается по линиям электропередач до подстанций, а затем по распределительным сетям проходит путь до потребителей. «Подстанция – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств» [4].

Именно от подстанций запитываются города, крупные промышленные предприятия, жилые кварталы. И если сегодня замены морально и физически устаревшего оборудования на крупных объектах нередки, то подстанции, питающие небольшие населенные пункты не включены в программы реконструкций на ближайшие годы.

Оборудование подстанции должно обеспечивать:

- надежное электроснабжение потребителей;
 - качество электроэнергии, регламентируемое ГОСТ 32144-2013;
 - отсутствие вредного воздействия на экологию
- и ряд других требований.

Цель ВКР – обеспечить надежное электропитание потребителей подстанции 110/35/10 «Новая Майна»

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- провести анализ текущего состояния подстанции;
- оценить загрузку силовых трансформаторов;
- выполнить расчет токов к.з.;
- выбрать оборудование подстанции;
- рассчитать системы собственных нужд, релейной защиты, молниезащиты и заземления.

1 Характеристика объекта

Подстанция 110/35/10 «Новая Майна» расположена в одноименном рабочем поселке (рп) Мелекесского района Ульяновской области. Территориально подстанция находится на Тольяттинском шоссе, что показано на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Расположение подстанции

ПС «Новая Майна» введена в эксплуатацию в 1974 году и находится на балансе Димитровградского производственного объединения Филиала ПАО «МРСК Волги» – «Ульяновские распределительные сети». Схема питающих и отходящих линий приведена на рисунке 1.2.

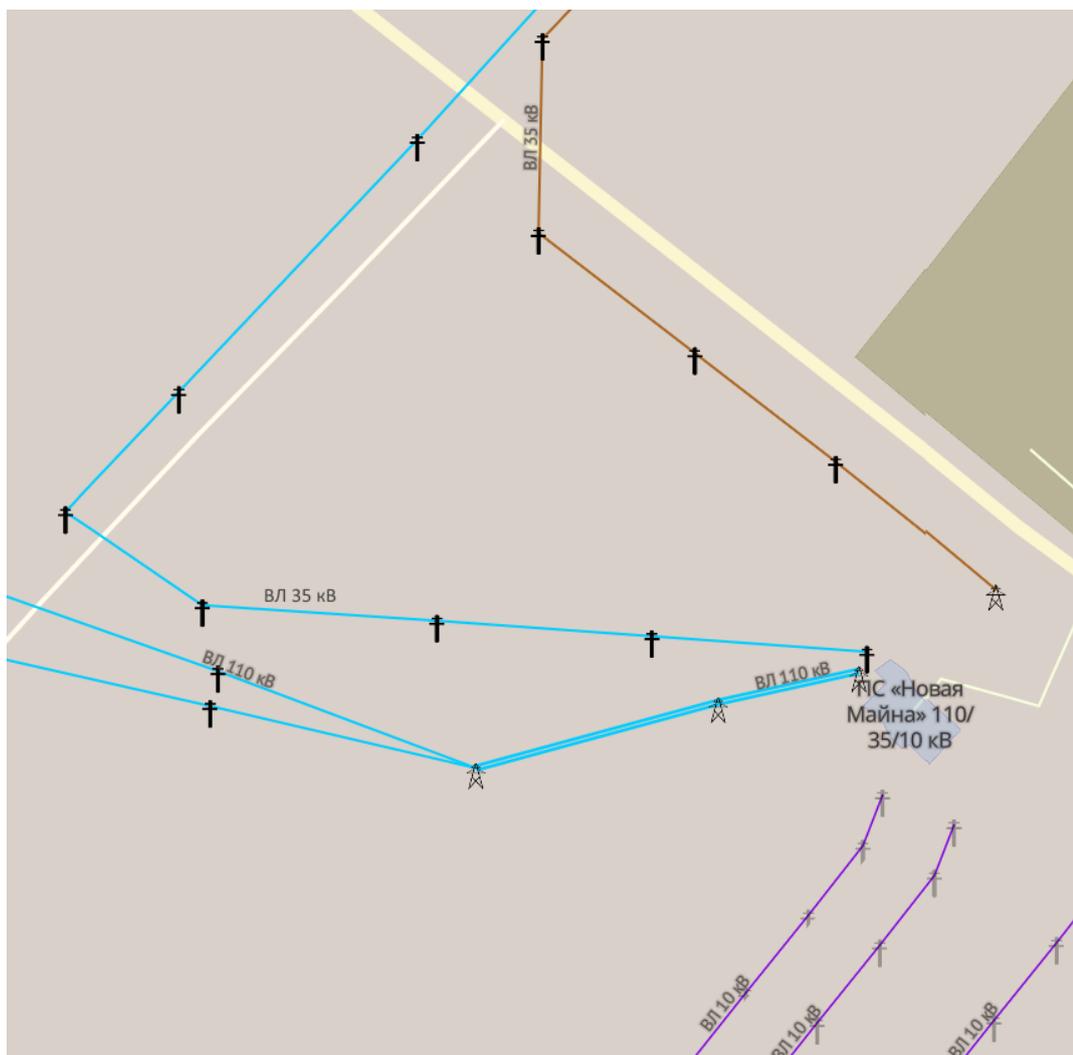


Рисунок 1.2 – Схема питающих и отходящих линий

Подстанция тупиковая, запитана по двум одноцепным линиям 110 кВ «Новая Майна - Новая Малыкла» и «Черемшанская - Новая Майна», выполненным проводом АС-150.

Распределительное устройство со стороны 110 кВ открытое (ОРУ), со стороны 35 кВ открытое (ОРУ), со стороны 10 кВ комплектное наружной установки (КРУН).

На подстанции установлены 2 трансформатора ТДТН мощностью 16 МВА каждый.

Подстанция питает рп Новая Майна, основными потребителями являются: водозаборные и водоочистные сооружения, 2 школы, детский сад,

больница, жилой сектор и ряд мелких и крупных промышленных предприятий, приведенных в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Предприятия, питаемые от подстанции «Новая Майна»

Наименование	Вид деятельности
ООО «Альянс-Агро»	Выращивание однолетних культур
ЗАО «Хлебороб-1»	Выращивание овощей (тепличные хозяйства)
ООО «Витамин»	
СПОК «Южный»	Производство молочной направленности
ТППК "Ново-Майнский"	Производство хлеба и мучных кондитерских изделий
ПО Мелекескоопторг	
ООО «Номатекс»	Производство ковров
ООО «Тексма»	Производство текстильных изделий
ООО «Моторика»	Производство комплектующих и принадлежностей для автотранспортных средств
ООО «ПК Волга»	
ООО «МКЗ»	Производство изделий из бетона
ООО «Форткам»	
ООО «Прожект»	Производство изделий из бумаги и картона

Как видно, рп Новая Майна является весьма развитым, в котором есть все для благополучия его жителей – работающие промышленные предприятия: Новомайнская текстильная фабрика «НОМАТЕКС» (организована в 1961 году), есть несколько фермерских хозяйств и другие сельхозпредприятия, есть множество магазинов и кафе, станции техобслуживания автомобилей и другой не крупный бизнес.

Сегодня поселок продолжает развиваться, например, подписан указ о восстановлении ранее ликвидированной птицефабрики «Симбирск бройлер», что создаст дополнительные рабочие места и, как следствие, увеличение населения, а значит возрастающую потребность в электрических мощностях.

2 Расчет ожидаемых электрических нагрузок и выбор трансформаторов

На сегодняшний день на подстанции «Новая Майна» существует проблема дефицита мощности. По данным обслуживающей организации фактическая загрузка объекта составляет 12,5%, при допустимой перегрузке силовых трансформаторов в 5% [8]. Работа с такой перегрузкой может привести к преждевременному старению изоляции, которая фактически и определяет срок службы трансформатора.

В связи с этим требуется замена силовых трансформаторов на более мощные.

Количество трансформаторов выберем, исходя из категорий надежности электроснабжения потребителей. В основном от подстанции запитаны потребители II и III категорий. Согласно ПУЭ, в таком случае «к установке предполагаются 2 трансформатора» [1].

Мощность одного трансформатора с учетом приближенной допустимой перегрузки 40% определим из выражения (2.1):

$$S_{номТ} = \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{36}{1,4} = 25 МВА. \quad (2.1)$$

К установке предполагаются 2 трансформатора, мощностью 25 МВА каждый. Проверим их по коэффициенту загрузки, согласно ГОСТ 14209-97 он должен составлять 0,7. Для этого воспользуемся формулой (2.2).

$$k_3 = \frac{S_{ПС}}{n \cdot S_{номТ}} = \frac{36}{2 \cdot 25} = 0,72. \quad (2.2)$$

Таким образом, к установке принимаются 2 трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 производства ООО «Гольяттинский трансформатор». [10] Его технические данные приведем в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические данные трансформаторов

Трансформатор ТДТН-25000/110/35/10		
$S_{номТ}$, МВА	25	
$U_{ном}$, кВ	ВН	115
	СН	38,5
	НН	11
u_k , %	ВН-СН	10,5
	ВН-НН	17,5
	СН-НН	6,5
I_x , %	0,31	
ΔP_k , кВт	130	
ΔP_x , кВт	21	

На выбранных трансформаторах со стороны ВН установлены 9-ступенчатые системы РПН с диапазоном регулирования 16%. Регулирование напряжения со стороны СН не предусмотрены.

В связи с заменой силовых трансформаторов необходимо выполнить расчет токов к.з. и выполнить проверку существующего оборудования, а в случае необходимости выполнить его замену.

3 Расчет токов к.з.

3.1 Расчет токов трёхфазного к.з.

ГОСТ 52735-2007 дает определение к.з.: «Короткое замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима» [2].

Выполним расчет токов к.з. на сторонах 110, 35 и 10 кВ соответственно. Расчет ведется в относительных единицах, расчетная схема приведена на рисунке 3.1, а схема замещения на рисунке 3.2.

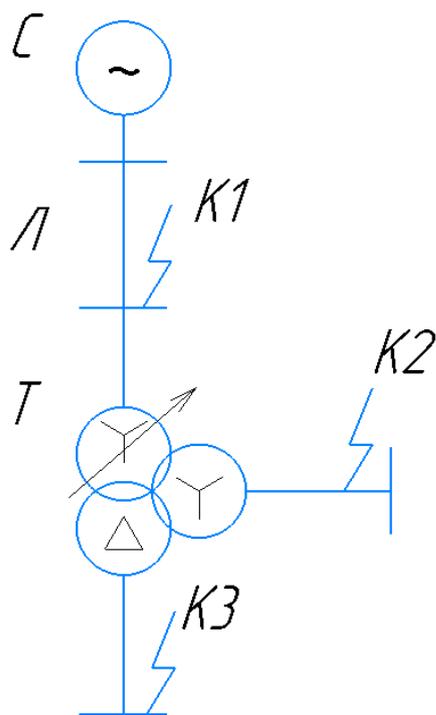


Рисунок 3.1 – Схема для расчетов токов к.з.

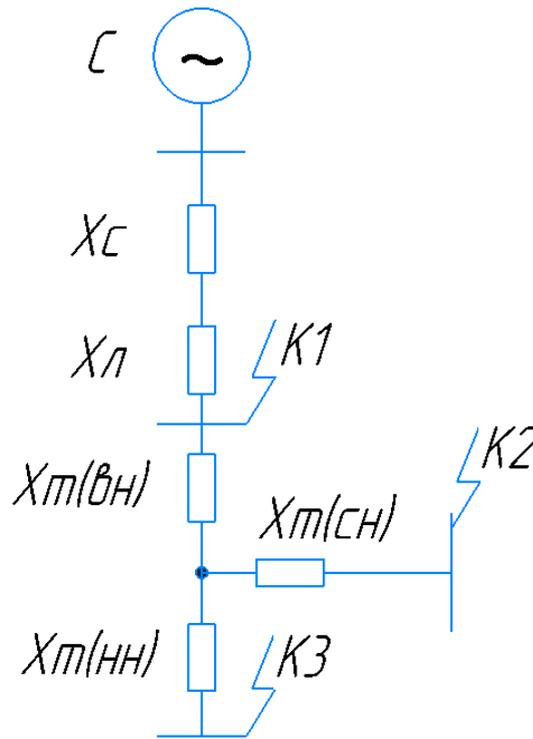


Рисунок 3.2 – Схема замещения

Определим сопротивления элементов схемы замещения по формулам (3.1)–(3.5).

Сопротивление системы:

$$x_{* \sigma, c} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{3500} = 0,29, \quad (3.1)$$

где S_{σ} – базисная мощность, S_k – мощность короткого замыкания.

Сопротивление линии:

$$x_{* \sigma, l} = x_{y \delta} \cdot l_l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} = 0,425 \cdot 15 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,48, \quad (3.2)$$

где $x_{y \delta}$ – удельное сопротивление проводов (для АС-150 принимается $x_{y \delta} = 0,425$ Ом/км), l_l – длина линии, U_{cp} – среднономинальное напряжение.

Сопротивление обмоток трансформатора:

– Обмотка ВН:

$$X_{*m(вн)} = 0,5 \cdot (X_{B-H} + X_{B-C} - X_{C-H}) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2} = 0,5 \cdot (92,5 + 55,5 - 34,3) \cdot \frac{1000}{115^2} = 4,2. \quad (3.3)$$

– Обмотка СН:

$$X_{*m(сн)} = 0,5 \cdot (X_{B-C} + X_{C-H} - X_{B-H}) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2} = 0,5 \cdot (55,5 + 34,3 - 92,5) \cdot \frac{1000}{115^2} = 0. \quad (3.4)$$

– Обмотка НН:

$$X_{*m(нн)} = 0,5 \cdot (X_{B-H} + X_{C-H} - X_{B-C}) \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср.ном}^2} = 0,5 \cdot (92,5 + 34,3 - 55,5) \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,7. \quad (3.5)$$

Расчет токов к.з. в точке К1 (сторона ВН).

Результирующее сопротивление до точки К1 определим по формуле (3.6):

$$x_{*резК1} = x_c + x_l = 0,29 + 0,48 = 0,77 \quad (3.6)$$

Базисный ток найдем по формуле (3.7):

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА}. \quad (3.7)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. найдем по формуле (3.8):

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E''_{\delta}}{x_{*резК1}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,77} \cdot 5,03 = 6,53 \text{ кА}. \quad (3.8)$$

Ударный ток к.з. определим по формуле 3.9:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,53 \cdot 1,8 = 16,57 \text{ кА}, \quad (3.9)$$

где $k_{y\delta}$ – ударный коэффициент, в данном случае $k_{y\delta} = 1,8$.

Аналогично проведем расчет величин для точек К2 и К3.

Расчет токов к.з. в точке К2 (сторона СН):

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$x_{*резК2} = x_c + x_l + x_{m(вн)} + x_{m(вн)} = 0,29 + 0,48 + 4,2 + 0 = 4,97.$$

Базисный ток для стороны 35 кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,41 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. для стороны 35 кВ:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E''_{\delta}}{x_{*резК2}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{4,97} \cdot 15,41 = 3,1 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з. для стороны 35 кВ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot 1,92 = 7,87 \text{ кА}.$$

Расчет токов к.з. в точке К3 (сторона НН).

Результирующее сопротивление до точки К3:

$$x_{*резК3} = x_c + x_l + x_{m(вн)} + x_{m(вн)} + x_{m(нн)} = 0,29 + 0,48 + 4,2 + 0 + 2,7 = 7,67.$$

Базисный ток для стороны 10 кВ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. для стороны 10 кВ:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E''_{\sigma}}{x_{*резK2}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{7,67} \cdot 55,05 = 7,17 \text{ кА.}$$

Ударный ток к.з. для стороны 10 кВ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,17 \cdot 1,92 = 18,2 \text{ кА.}$$

3.2 Расчет токов несимметричных к.з.

Расчёт токов для несимметричных к.з. будем проводить только для точки К1. Для точек К2 и К3 выполним расчет только двухфазного к.з. Это объясняется тем, что «при соединении обмоток трансформатора по схеме Уо/У/Д ЭДС нулевой последовательности, наводимая в соединенной треугольником обмотке, полностью компенсируется падением напряжения от тока нулевой последовательности в индуктивном сопротивлении рассеяния этой обмотки, вследствие чего напряжение нулевой последовательности на выводах этой обмотки равно нулю» [6].

Составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схемы замещения прямой и обратной последовательности аналогичны рисунку 3.2, а схема замещения нулевой последовательности приведена на рисунке 3.3.

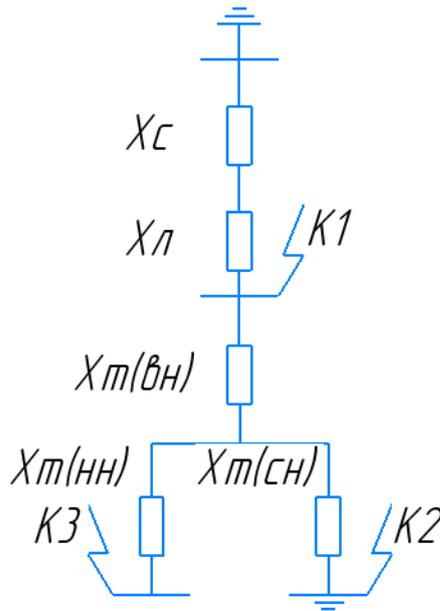


Рисунок 3.3 – Схема замещения нулевой последовательности

Для точки К1.

Сопротивление прямой последовательности равно результирующему сопротивлению до точки К1 из п. 3.1. Запишем его через формулу (3.10):

$$x_{1K1} = x_{*резK1} = 0,77. \quad (3.10)$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности:

$$x_{2K1} = x_{1K1} = 0,77.$$

Определим сопротивление нулевой последовательности для линии по формуле (3.11), исходя из того, подстанция запитана по 2 одноцепным линиям со стальным грозозащитным тросом, отношение $\frac{x_0}{x_1}$ в этом случае равно 4,7:

$$x_{0л} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_{л} = 4,7 \cdot 0,48 = 2,26. \quad (3.11)$$

Тогда сопротивление нулевой последовательности до точки К1 определим по формуле (3.12):

$$x_{0K1} = \frac{\left(x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*0,l}\right) \cdot \left(x_{*\bar{\sigma},m(вн)} + \frac{x_{*\bar{\sigma},m(сн)} \cdot x_{*\bar{\sigma},m(нн)}}{x_{*\bar{\sigma},m(сн)} + x_{*\bar{\sigma},m(нн)}}\right)}{\left(x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*0,l}\right) + \left(x_{*\bar{\sigma},m(вн)} + \frac{x_{*\bar{\sigma},m(сн)} \cdot x_{*\bar{\sigma},m(нн)}}{x_{*\bar{\sigma},m(сн)} + x_{*\bar{\sigma},m(нн)}}\right)}. \quad (3.12)$$

$$x_{0K1} = \frac{(0,29 + 2,26) \cdot \left(4,2 + \frac{0 \cdot 2,7}{0 + 2,7}\right)}{(0,29 + 2,26) + \left(4,2 + \frac{0 \cdot 2,7}{0 + 2,7}\right)} = 1,58.$$

Для дальнейших расчетов необходимо знать ток однофазного к.з. Определим его по формуле (3.13):

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{1K1} + x_{2K1} + x_{0K1}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = 3 \cdot \frac{1}{0,77 + 0,77 + 1,58} \cdot 5,03 = 4,83 \text{ кА}. \quad (3.13)$$

Также, рассчитаем токи для двухфазного к.з. и двухфазного к.з. на землю по формулам (3.14) и (3.15) соответственно.

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{1K1} + x_{2K1}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,77 + 0,77} \cdot 5,03 = 5,65 \text{ кА}. \quad (3.14)$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{1K1} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2K1} + x_{0K1}}} \cdot I_{\bar{\sigma}}. \quad (3.15)$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,77 \cdot 1,58}{(0,77 + 1,58)^2}} \cdot \frac{1}{0,77 + \frac{0,77 \cdot 1,58}{0,77 + 1,58}} \cdot 5,03 = 9,92 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударные токи аналогично п. 3.1.

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 4,83 \cdot 1,8 = 12,26 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 5,65 \cdot 1,8 = 14,34 \text{ кА.}$$

$$i_{y\partial}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 9,92 \cdot 1,8 = 25,18 \text{ кА.}$$

Для точки К2.

Сопротивление прямой последовательности равно результирующему сопротивлению до точки К2 из п. 3.1. Запишем его через формулу (3.16):

$$x_{1K2} = x_{*резK2} = 4,97. \quad (3.16)$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности:

$$x_{2K2} = x_{2K2} = 4,97.$$

Ток при двухфазном к.з.:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1K2} + x_{2K2}} \cdot I_6 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{4,97 + 4,97} \cdot 15,41 = 2,68 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 2,68 \cdot 1,92 = 7,26 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

Сопротивление прямой последовательности равно результирующему сопротивлению до точки К3 из п.3.1. Запишем его через формулу (3.16):

$$x_{1K3} = x_{*резK3} = 7,67. \quad (3.17)$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

$$x_{2K3} = x_{2K3} = 7,67.$$

Ток при двухфазном к.з.:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*б}''}{x_{1K3} + x_{2K3}} \cdot I_{б} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{7,67 + 7,67} \cdot 55,05 = 6,21 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{yд}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 6,21 \cdot 1,92 = 16,82 \text{ кА}.$$

Полученные значения токов симметричных и несимметричных к.з. сведем в ведомость, которую представим в виде таблицы 3.2.

Таблица 3.2 – Ведомость токов к.з.

	110 кВ	35 кВ	10 кВ
$I_{n,0}^{(3)}$, кА	6,53	3,1	7,17
$i_{yд}^{(3)}$, кА	16,54	7,87	18,2
$I_{n,0}^{(2)}$, кА	5,65	2,68	6,21
$i_{yд}^{(2)}$, кА	14,34	7,26	16,82
$I_{n,0}^{(1,1)}$, кА	9,92	-	-
$i_{yд}^{(1,1)}$, кА	25,18	-	-
$I_{n,0}^{(1)}$, кА	4,83	-	-
$I_{n,0}^{(1)}$, кА	12,26	-	-

4 Выбор оборудования подстанции

К основному оборудованию подстанции можно отнести силовые трансформаторы (выбраны в разделе 2), силовые выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ограничители перенапряжения и т.п.

Проведем выбор основного оборудования для каждой из сторон напряжения, при этом учтем, что на сторонах 110 и 35 кВ распреустройства открытые (ОРУ), а на стороне 10 кВ – комплектное, наружной установки (КРУН). В ходе реконструкции предлагается полный демонтаж старой системы КРУН с заменой на КРУН-СЭЩ-59 производства ОАО «Электроцит Самара» [11], поэтому оборудование для стороны 10 кВ выбирается с учетом установки в КРУН.

4.1. Выбор силовых выключателей

В связи с заменой силовых трансформаторов изменились рабочие токи и токи к.з., а значит и параметры отключения для силовых выключателей. Поэтому необходимо провести выбор новых аппаратов.

Для стороны 110 кВ:

Максимальный рабочий ток определим по формуле 4.1:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 175,8 \text{ А.} \quad (4.1)$$

Проверку на термическую стойкость выполним по формуле 4.2:

$$B_k = \left(I_{\text{п,о}}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл.в}} + T_a) = 6,53^2 \cdot (0,03 + 0,05) = 3,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{откл.в}}$ – собственное время отключения, с;

T_a – время затухания апериодической составляющей.

Проверку по отключающей способности осуществим по формуле (4.3):

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,53 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 4,15 \text{ кА}, \quad (4.3)$$

где $\tau = t_{откл.в} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04$.

Для проверки на пригодность к эксплуатации возьмем выключатель ВГТ-УЭТМ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [12]. Проверка соответствия параметрам сети приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Проверка силового выключателя ВГТ-УЭТМ-110

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Рабочий ток, А	175,8	3150
Номинальный ток отключения, кА	6,53	40
Ток отключения аperiodической составляющей тока к.з., кА	4,15	40
Ток электродинамической стойкости, кА	16,54	100
Ток термической стойкости (3 с), кА ² ·с	3,41	4800
Ресурс выключателя по механической стойкости (количество циклов «ВО»)	-	10 000
Срок службы до списания, лет	-	40

По результатам проверки видно, что выключатель ВГТ-УЭТМ-110 соответствует всем параметрам, а значит годен к эксплуатации на подстанции «Новая Майна».

Аналогично определим параметры для выключателей на сторонах 35 кВ и 10 кВ.

Для стороны 35 кВ.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} \cdot 1,4 = 539,5 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = \left(I_{n,0}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл.в}} + T_a) = 3,1^2 \cdot (0,03 + 0,14) = 1,63 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка по отключающей способности:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,1 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,14}} = 3,3 \text{ кА.}$$

Для проверки на пригодность к эксплуатации возьмем выключатель ВГБЭ-35 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [13]. Проверка соответствия параметрам сети приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Проверка силового выключателя ВГБЭ-УЭТМ -35

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Рабочий ток, А	539,5	3150
Номинальный ток отключения, кА	3,1	50
Ток отключения аperiodической составляющей тока к.з., кА	3,3	50
Ток электродинамической стойкости, кА	7,87	125
Ток термической стойкости (3 с), кА ² ·с	1,63	7500
Ресурс выключателя по механической стойкости (количество циклов «ВО»)	-	10 000
Срок службы до списания, лет	-	40

По результатам проверки видно, что выключатель ВГБЭ-УЭТМ-35 соответствует всем параметрам, а значит годен к эксплуатации на подстанции «Новая Майна».

Для стороны 10 кВ.

Для КРУН-СЭЩ-59 производитель предлагает установку вакуумных выключателей ВВУ-СЭЩ-10 до 3150 А или элегазовых выключателей LF1 производства «Merlin Gerin» (Франция) до 1250 А.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 1,4 = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 1376,3 \text{ А.}$$

Исходя из величины рабочего тока, к проверке примем выключатель ВВУ-СЭЩ-10.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = \left(I_{n,o}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл.в}} + T_a) = 7,17^2 \cdot (0,03 + 0,12) = 7,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Проверка по отключающей способности:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,17 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,12}} = 7,27 \text{ кА.}$$

Проверка соответствия параметрам сети приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Проверка силового выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Рабочий ток, А	1376,3	2000
Номинальный ток отключения, кА	7,17	50
Ток отключения апериодической составляющей тока к.з., кА	7,27	35
Ток электродинамической стойкости, кА	18,2	125
Ток термической стойкости (3 с), кА ² ·с	7,71	7500
Ресурс выключателя по механической стойкости (количество циклов «ВО»)	-	10 000

По результатам проверки видно, что выключатель ВВУ-СЭЩ-10 соответствует всем параметрам, а значит годен к эксплуатации на подстанции «Новая Майна» в ячейках КРУН-СЭЩ-59.

Таким образом, к установке на подстанции предлагаются следующие силовые выключатели:

- Для стороны 110 кВ: ВГТ-УЭТМ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [12].

- Для стороны 35 кВ: ВГБЭ-УЭТМ-35 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [13].

- Для стороны 10 кВ: ВВУ-СЭЩ-10 производства ОАО «Электроцит Самара» [14], размещаемые в ячейках КРУН-СЭЩ-59 того же производителя.

4.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей проходит по тем же параметрам, что и выбор силовых выключателей, за исключением параметров, характеризующих отключающую способность при аварийных ситуациях (например, к.з.), так как разъединители не предназначены для коммутации нагруженных цепей.

Для стороны 110 кВ.

В качестве шинных и линейных разъединителей на стороне 110 кВ выбираются аппараты РН-СЭЦ-110/2000 производства ОАО «Электроцит Самара» [15] с одним и двумя заземляющими ножами. Их основными преимуществами являются удобная сборка при монтаже, надежная система блокировок, энергоэффективные привода и др.

Выполним его проверку аналогично проверке силовых выключателей. Результат проверки отразим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Проверка разъединителя РН-СЭЦ-110/2000

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Рабочий ток, А	175,8	2000
Ток электродинамической стойкости, кА	16,54	100
Ток термической стойкости (3 с), кА ² ·с	3,41	4800
Механический ресурс (количество циклов «ВО»)	-	10 000

По результатам проверки видно, что разъединителя РН-СЭЦ-110/2000 соответствует всем параметрам, а значит годен к эксплуатации на подстанции «Новая Майна» в качестве линейных и шинных разъединителей на ОРУ-110.

Для стороны 35 кВ.

В качестве шинных и линейных разъединителей на стороне 35 кВ

выбираются аппараты РГП-СЭЩ-35/630 производства ОАО «Электроцит Самара» [16] с одним и двумя заземляющими ножами. Одним из его главных преимуществ является то, что данный вид разъединителей может эксплуатироваться без дополнительных регулировок в течение 25 лет. Выполним проверку разъединителя РГП-СЭЩ-35/630, результаты которой сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Проверка разъединитель РГП-СЭЩ-35/630

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Рабочий ток, А	539,5	630
Ток электродинамической стойкости, кА	7,87	31,5
Ток термической стойкости (3 с), кА ² ·с	1,63	468,75
Механический ресурс (количество циклов «ВО»)	-	10 000

По результатам проверки видно, что разъединитель РГП-СЭЩ-35/630 соответствует всем параметрам, а значит годен к эксплуатации на подстанции «Новая Майна» в качестве линейных и шинных разъединителей на ОРУ-35.

На стороне 10 кВ.

На стороне 10 кВ линейные и шинные разъединители не выбираются, так как видимый разрыв цепи обеспечивается за счет положения выкатного элемента. Поэтому, для стороны НН выбираются разъединители только для присоединений, включающих трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд.

Для установки предлагаются разъединители РВРЗ-III-10/2000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [17]. Результаты проверки данного разъединителя приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Проверка разъединителя РВРЗ-III-10/2000

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Рабочий ток, А	1376,3	2000
Ток электродинамической стойкости, кА	18,2	80
Ток термической стойкости (3 с), кА ² ·с	7,71	2976,8
Механический ресурс (количество циклов «ВО»)	-	10 000

По результатам проверки видно, что разъединитель РВРЗ-III-10/2000 годен к эксплуатации на подстанции «Новая Майна» в ячейках ТН и ТСН в КРУН-10.

Таким образом, к установке на подстанции предлагаются следующие разъединители:

- Для стороны 110 кВ: РН-СЭЩ-110/2000 производства ОАО «Электроцит Самара» [15];
- Для стороны 35 кВ: РГП-СЭЩ-35/630 производства ОАО «Электроцит Самара» [16];
- Для стороны 10 кВ: РВРЗ-III-10/2000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [17].

4.3. Выбор трансформаторов тока и напряжения

4.3.1. Выбор трансформаторов тока

Для подключения измерительных приборов и систем защиты применяются трансформаторы тока. Согласно ГОСТ 18685-73 «Трансформатор тока для измерений (защиты) – трансформатор тока, предназначенный для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам (на устройства защиты)» [5]

Для стороны 110 кВ.

Производитель силовых выключателей АО «Уралэлектротяжмаш»

предлагает совместную установку трансформатора тока ТРГ-110 и колонкового выключателя ВГТ-110 на заводской металлоконструкции как показано на рисунке 4.1.

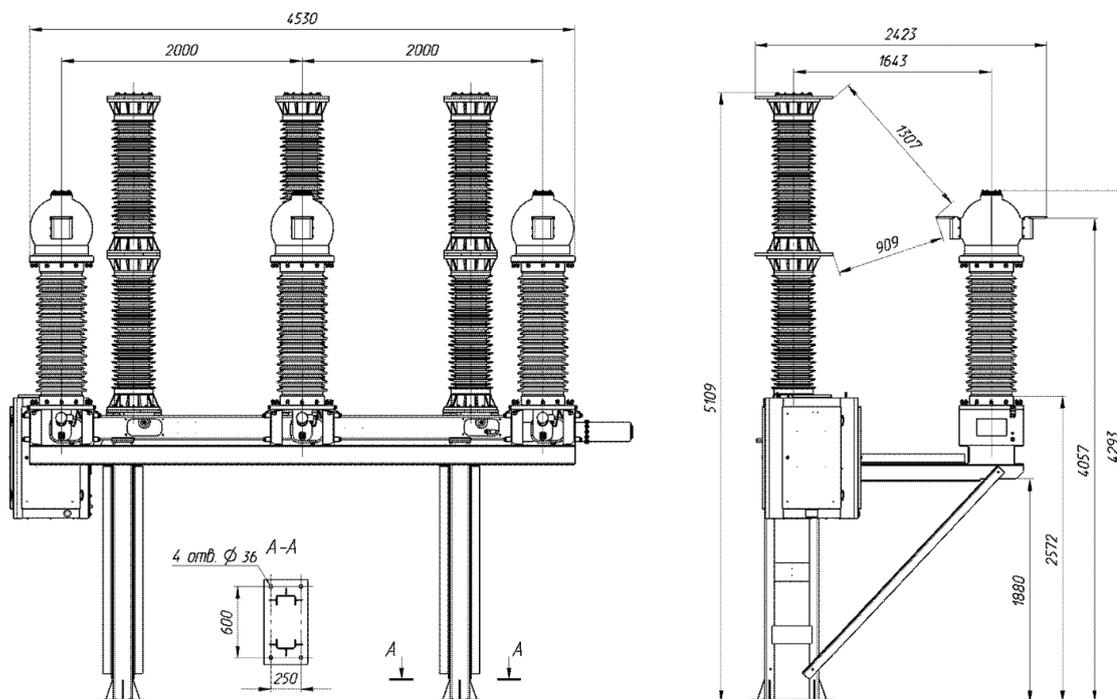


Рисунок 4.1 – Совместная установка трансформатора тока ТРГ-110 и колонкового выключателя ВГТ-110

Поэтому, для проверки возьмем трансформатор тока ТРГ-УЭТМ -110 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [18]. Результат проверки представим в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТРГ-УЭТМ -110

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Рабочий ток, А	175,8	200
Ток электродинамической стойкости, кА	16,54	100
Ток термической стойкости (1 с), кА ² ·с	3,41	4800

Определим вторичную нагрузку ТТ, ее составляют амперметры и счетчики для коммерческого учета электроэнергии. Ведомость нагрузок ТТ по стороне 110 кВ отразим в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Марка	Нагрузка (по фазам), ВА		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART	0,1	0,1	0,1
Σ		0,7	0,7	0,7

Определим общее сопротивление приборов по формуле (4.4):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,7}{5^2} = 0,028 \text{ Ом.} \quad (4.4)$$

Сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока определяется по формуле (4.5):

$$Z_2 = R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} + R_{\text{приб}}. \quad (4.5)$$

Сопротивление проводов найдем по формуле 4.6, учитывая, что провода вторичных цепей медные, «для токовых цепей – 2,5 мм²», согласно ПУЭ [1].

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,017 \cdot 50}{2,5} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (4.6)$$

Таким образом,

$$Z_2 = 0,34 + 0,1 + 0,028 = 0,468 \text{ Ом.}$$

Для того чтобы прибор был допущен в эксплуатацию, необходимо соблюдение условия (4.7):

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (4.7)$$

$$\text{где } Z_{2ном} = \frac{S_2}{I^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом.}$$

Условие соблюдается. Трансформатор тока ТРГ-УЭТМ -110 пригоден к эксплуатации на подстанции «Новая Майна».

Для стороны 35 кВ.

Для проверки возможности установки и эксплуатации возьмем трансформатор тока ТВТ-УЭТМ -35 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [19]. Результат проверки представим в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТВТ-35

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Рабочий ток, А	539,5	630
Ток электродинамической стойкости, кА	7,87	31,5
Ток термической стойкости (1 с), кА ² ·с	1,63	1600

Определим вторичную нагрузку ТТ, ее составляют амперметры, ваттметры, варметры и счетчики для коммерческого учета электроэнергии. Ведомость нагрузок ТТ по стороне 35 кВ отразим в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Марка	Нагрузка (по фазам), ВА		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттварметр	СК3021-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивно энергии	Меркурий 230 ART	0,1	0,1	0,1
Σ		1,4	1,4	1,4

Определим общее сопротивление приборов по формуле (4.4):

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,4}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = \sqrt{3} \cdot \frac{0,017 \cdot 10}{2,5} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока:

$$Z_2 = 0,12 + 0,1 + 0,056 = 0,276 \text{ Ом.}$$

Для того чтобы прибор был допущен в эксплуатацию, необходимо соблюдение условия (4.7):

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I^2} = \frac{10}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$

Условие соблюдается. Трансформатор тока ТВТ-УЭТМ-35 пригоден к эксплуатации на подстанции «Новая Майна». Трансформатор поставляется в

комплекте в высоковольтным баковым выключателем ВГБЭ-УЭТМ-35.

Для стороны 10 кВ.

Производителем ячеек КРУН-СЭЩ-59 к установке рекомендуются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 [20]. Выполним их проверку, результат приведем в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Рабочий ток, А	1376,3	1500
Ток электродинамической стойкости, кА	18,2	100
Ток термической стойкости (1 с), кА ² ·с	7,71	1600

Определим вторичную нагрузку ТТ, ее составляют амперметры, ваттметры, варметры и счетчики для коммерческого учета электроэнергии. Ведомость нагрузок ТТ по стороне 35 кВ отразим в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Марка	Нагрузка (по фазам), ВА		
		А	В	С
Амперметр	СА3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттварметр	СК3021-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик активной и реактивно энергии	Меркурий 230 ART	0,1	0,1	0,1
Σ		1,4	1,4	1,4

Определим общее сопротивление приборов по формуле (4.4):

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,4}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = \sqrt{3} \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} = \sqrt{3} \cdot \frac{0,017 \cdot 10}{2,5} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока:

$$Z_2 = 0,12 + 0,1 + 0,056 = 0,276 \text{ Ом.}$$

Для того чтобы прибор был допущен в эксплуатацию, необходимо соблюдение условия (4.7):

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$\text{где } Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом.}$$

Условие соблюдается. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 пригоден к эксплуатации на подстанции «Новая Майна».

Таким образом, к установке на подстанции принимаются следующие трансформаторы тока:

- Для стороны 110 кВ: ТРГ-УЭТМ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [18];
- Для стороны 35 кВ ТВТ-УЭТМ-35 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [19];
- Для стороны 10 кВ: ТОЛ-СЭЩ-10 производства ОАО «Электроцит Самара» [20].

4.3.2 Выбор трансформаторов напряжения

Для стороны 110 кВ.

Необходимость установки трансформаторов напряжения по стороне

ВН объясняется наличием организации коммерческого учета электроэнергии по высокой стороне.

Вторичную нагрузку трансформаторов напряжения по стороне 110 кВ представим в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Марка	Нагрузка, ВА
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART	7,5
Σ		7,5

К установке принимаются трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [21], так как они удовлетворяют параметрам по полной вторичной нагрузке (по данным каталога до 1600 ВА).

Для стороны 35 кВ.

Вторичную нагрузку трансформаторов напряжения по стороне 35 кВ представим в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Марка	Нагрузка, ВА
Вольтметр	СВ3020-100	4
Ваттварметр	СК3021-5	7,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART	7,5
Σ		19

К установке принимаются трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35-IV производства ОАО «Электроцит Самара» [22], так как они

удовлетворяют параметрам по полной вторичной нагрузке (по данным каталога до 50 ВА).

Для стороны 10 кВ.

Производителем ячеек КРУН-СЭЩ-59 к установке рекомендуются трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10.

Вторичную нагрузку трансформаторов напряжения по стороне 10 кВ представим в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Марка	Количество	Нагрузка, ВА
Вольтметр	СВ3020-100	1	4
Ваттварметр	СК3021-5	1	7,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART	11	7,5
Σ			94

К установке принимаются трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 производства ОАО «Электроцит Самара» [23], так как они удовлетворяют параметрам по полной вторичной нагрузке (по данным каталога до 150 ВА).

Таким образом, к установке на подстанции принимаются следующие трансформаторы напряжения:

– Для стороны 110 кВ: ЗНГ-УЭТМ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург [21];

– Для стороны 35 кВ НОЛ-СЭЩ-35-IV производства ОАО «Электроцит Самара» [22];

– Для стороны 10 кВ: НАЛИ-СЭЩ-10 производства ОАО «Электроцит Самара» [23].

4.4 Выбор ошиновки подстанции

4.4.1 Выбор гибких шин

Гибкая ошиновка на подстанции применяется на сторонах 110 кВ и 35 кВ.

Для стороны 110 кВ.

Ошиновку на стороне 110 кВ выполним сталеалюминевым проводом марки АС. Предварительный выбор сечения произведем исходя из экономической плотности тока. Для этого воспользуемся формулами (4.8)-(4.9).

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{max}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{36000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 180 \text{ А.} \quad (4.8)$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{180}{1} = 180 \text{ мм}^2. \quad (4.9)$$

Экономическая плотность тока $j_{\text{эк}}$ определяется согласно ПУЭ и равна 1 [1]. По расчету предварительно выберем провод АС-185/24. Выполним ряд проверок.

Соответствие длительно допустимого тока по условиям нагрева (с учетом возможной аварийной перегрузки) определим по формулам (4.10)-(4.11):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,7 \text{ А.} \quad (4.10)$$

$$I_{\text{max}} = 125,6 \text{ А} < I_{\text{дл.дон}} = 520 \text{ А.} \quad (4.11)$$

Проверка по условиям короны. Коронный разряд возникает при значении критической напряженности поля, определяемой по формуле (4.12):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,5 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}, \quad (4.12)$$

где m – коэффициент шероховатости провода, принимается равным 0,82;

r_0 – внешний радиус провода.

Действительная напряженность электрического поля около провода определяется по формуле (4.13):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,945 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,945}} = 17,75 \text{ кВ} / \text{см}, \quad (4.13)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между фазами,

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 200.$$

Условие отсутствия коронирования приведено в виде формулы (4.14):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (4.14)$$

$$1,07 \cdot 17,75 \leq 0,9 \cdot 32,5 \Rightarrow 19 \leq 29,25.$$

Условие выполняется.

Проверку на термическую стойкость для проводов, проложенных на открытом воздухе, а также на электродинамическую при токе КЗ менее 20 кА проводить не нужно.

Следовательно, гибкая ошиновка со стороны 110 кВ будет выполняться проводом АС-185/24.

Для стороны 35 кВ.

Аналогично выберем гибкую ошиновку для стороны СН. Она так же будет выполняться из проводов марки АС.

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{СН}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 154 \text{ A.}$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{154}{1} = 154 \text{ мм}^2.$$

Выполним проверку провода АС 185/24

Соответствие длительно допустимого тока по условиям нагрева (с учетом возможной аварийной перегрузки):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{номГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 392 \text{ A.}$$

$$I_{\text{max}} = 392 \text{ A} < I_{\text{дл.доп}} = 520 \text{ A.}$$

Проверка по условиям короны:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,5 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Действительная напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 37,5}{0,945 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 150}{0,945}} = 6,1 \text{ кВ / см.}$$

Условие отсутствия коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 6,1 \leq 0,9 \cdot 32,5 \Rightarrow 6,52 \leq 29,25.$$

Таким образом, гибкая ошиновка на стороне 35 кВ будет выполняться проводом АС-185/24.

4.4.2 Выбор жестких шин

Жесткая ошиновка на подстанции применяется на стороне 10 кВ. Сечение шин определим исходя из экономической плотности тока, аналогично п. 4.4:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{НН}}^{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{26000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1431,3 \text{ А.}$$

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{1431,3}{1,8} = 795,2 \text{ мм}^2.$$

К проверке примем алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АД31 80*10. Основными преимуществами алюминиевых шин является их дешевизна и легкость.

Проверка по условию нагрева отражена в формуле (4.15):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}} \Rightarrow 1431,3 \text{ А} \leq 1900 \text{ А.} \quad (4.15)$$

Условие выполняется.

Проверка на термическую стойкость отражена в формуле (4.16):

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \leq s, \quad (4.16)$$

где C_T – температурный параметр, определяемый по [3].

$$s_{min} = \frac{\sqrt{8,75}}{170} 10^3 = 17,4 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется.

Проверка на электродинамическую стойкость отражена в формуле (4.17):

$$\sigma_{раб} \leq \sigma_{доп} \quad (4.17)$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое напряжение в материале шин, Па; определяется по [3];

$\sigma_{раб}$ – максимальное напряжение в материале шин, определяется по формуле (4.18):

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{из}^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (4.18)$$

где $l_{из}$ – длина пролета $l_{из} = 2 \text{ м}$,

a – расстояние между фазами $a = 1 \text{ м}$,

коэффициент формы $k_{\phi} = 1,0$,

коэффициент расположения $k_{расп} = 1,0$,

λ – коэффициент, зависящий от условий закрепления шины $\lambda = 8$;

$$\sigma_{раб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot 18200^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot 1} = 22,1 \text{ МПа.}$$

W – момент сопротивления шины в поперечной плоскости определяется по формуле (4.19):

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,08 \cdot 0,01^2}{6} = 1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3, \quad (4.19)$$

где b, h – габаритные размеры шины, м.

Таким образом, $22,1 \text{ МПа} < 200 \text{ МПа}$, следовательно, условие выполняется.

Проверка по условию несовпадения частоты собственных колебаний с колебаниями, возникающими в системе.

Вычислим частоту собственных колебаний шин по формуле (4.20):

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (4.20)$$

где l – пролет между изоляторами $l = 0,5 \text{ м}$;

J – момент инерции поперечного сечения шины по формуле (4.21):

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,08 \cdot 0,01^3}{12} = 6,67 \cdot 10^{-9} \text{ м}^4. \quad (4.21)$$

Модуль упругости материала шины равен $E = 10 \cdot 10^{10} \text{ Па}$.

Параметр собственной частоты шины $r_1 = 4,73$.

Погонная масса шины $m = 2,1 \text{ кг/м}$.

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 6,67 \cdot 10^{-9}}{2,1}} = 317,61 \text{ Гц.}$$

Поскольку частота собственных колебаний шин превышает 200 Гц, можно сказать, что механический резонанс не оказывает влияния на шину.

Таким образом, ошиновка подстанции:

- По стороне 110 кВ: гибкая, выполнена проводом АС-185/24;
- По стороне 35 кВ: гибкая, выполнена проводом АС-185/24;
- По стороне 10 кВ: жесткая, выполнена шинами АД31 80*10, прямоугольного сечения.

4.5 Выбор изоляторов

4.5.1 Выбор проходных изоляторов

В качестве проходных изоляторов примем к установке ИПУ-10/2000 производства ООО «Электрофарфор» г. Реутов [24]. Выполним их проверку по следующим условиям.

По условиям электродинамической стойкости $F_{расч} \leq F_{доп}$ по формулам (4.22)-(4.23):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l_{из}, \quad (4.22)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H}, \quad (4.23)$$

где $F_{разр}$ – минимальная механическая разрушающая сила на изгиб, $F_{разр} = 12,5$ кН [24],

$H_{из}$ – высота изоляционного промежутка, $H_{из} = 600$ мм [24],

H – высота от нижней кромки изолятора до шины, определяемая по формуле (4.24):

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2} = 0,6 + 0,006 + \frac{0,01}{2} = 0,611 \text{ м}, \quad (4.24)$$

где b и h – габаритные размеры изолятора [20].

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{18200^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 14,3 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 12500 \cdot \frac{0,6}{0,611} = 7365 \text{ Н.}$$

$14,3 < 7365$ – условие выполняется, изолятор ИПУ-10/2000 годен к эксплуатации.

4.5.2 Выбор опорных изоляторов

В качестве опорных изоляторов примем к установке ИОС-10/2000 производства ООО «Электрофарфор» г. Реутов [25]. Выполним их проверку аналогично проходным изоляторам.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{18200^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,22 = 6,3 \text{ Н.}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 20000 \cdot \frac{0,2}{0,48} = 5000 \text{ Н.}$$

$6,3 < 5000$ – условие выполняется, изолятор ИОС-10/2000 годен к эксплуатации.

Таким образом, к установке на подстанции принимаются изоляторы:

- Проходные ИПУ-10/2000 производства ООО «Электрофарфор» г. Реутов [24];
- Опорные ИОС-10/2000 производства ООО «Электрофарфор» г. Реутов [24].

5 Релейная защита подстанции

Релейная защита подстанции будет выполняться на микропроцессорных блоках типа БМРЗ производства НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург [26].

Для присоединений по сторонам ВН и СН будут использоваться блоки БМРЗ-ЛТ. «Устройство БМРЗ-ЛТ включает в себя функции релейной защиты, автоматики, сигнализации и управления трехфазными выключателями. Для различных режимов сети предусмотрено 8 групп уставок.» [26]. К основным функциональным возможностям относится:

- максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском по напряжению;
- токовая отсечка (ТО);
- газовая защита;
- дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных замыканий;
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) и др.

Дифференциальная защита трансформаторов выполняется устройствами БМРЗ-ТД. «Устройство БМРЗ-ТД включает в себя функции основных быстродействующих защит, измерения и сигнализации. БМРЗ-ТД обеспечивает формирование трех зон дифференциальной токовой защиты с суммарным числом трехфазных токовых плеч не более пяти: зоны дифференциальной защиты трансформатора (автотрансформатора) и две зоны защиты ошиновки, в том числе дугогасящего реактора или вольтодобавочного трансформатора» [26]. К основным функциональным возможностям относится:

- дифференциальная токовая отсечка (ДТО) и дифференциальная защита с торможением (ДЗТ);
- токовая защита нулевой последовательности с торможением;
- блокирование ДЗТ при бросках тока намагничивания силового трансформатора;

– учет положения устройства регулирования напряжения под нагрузкой в ДЗТ и др.

Для присоединений НН применяются блоки БМРЗ-100. «БМРЗ-100 обеспечивает необходимый состав функций защит и автоматики для сетей 6(10)—35 кВ в соответствии с требованиями действующей редакции Правил устройства электроустановок (ПУЭ)» [27].

Функции защиты БМРЗ-100:

- ТО – токовая отсечка
- МТЗ — максимальная токовая защита
- ОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю
- ЗМН – защита минимального напряжения и др.

Функции автоматики БМРЗ-100:

- АПВ – автоматическое повторное включение
- АВР – автоматическое включение резерва
- ВНР – автоматическое восстановление схемы нормального режима и

др.

Ячейки КРУН дополнительно снабжены комплексами дуговой защиты ДУГА-МТ.

6 Оперативный ток подстанции

Для питания вторичных цепей, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем сигнализации и т.п. служит система собственных нужд.

Согласно нормам технологического проектирования подстанций «на подстанциях 110-220/35/6-10 кВ в случае, когда выключатели 6-10-35 кВ имеют пружинные приводы» [7], поэтому оперативный ток подстанции «Новая майна» – переменный.

Для питания вторичных цепей устанавливаются трансформаторы собственных нужд, которые подключаются «через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем» [7]. Также, регламентируется и количество трансформаторов собственных нужд: «на всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд» [7]. Они должны быть взаимозарезервированы через устройство АВР.

Для того чтобы определить необходимую мощность трансформаторов собственных нужд, составим ведомость основных нагрузок – потребителей собственных нужд и представим ее в виде таблицы 6.1.

Таблица 6.1 – Основные потребители собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт
Система охлаждения силовых трансформаторов	5
Приводы систем РПН силовых трансформаторов	2,5
Обогрев приводов оборудования по стороне 110 кВ	15
Обогрев приводов оборудования по стороне 35 кВ	10
Обогрев КРУН	15
Освещение	5
Эксплуатационные нагрузки	50
Σ	102,5

Определим полную мощность всех потребителей по формуле (6.1):

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi} = \frac{102,5}{0,93} = 114 \text{ кВА.} \quad (6.1)$$

Мощность одного трансформатора определим по формуле (2.1):

$$S_{номТ} = \frac{S_{CH}}{1,4} = \frac{114}{1,4} = 81,4 \text{ кВА.}$$

К установке предполагаются 2 трансформатора ТМГ-100/10,04 производства ООО «Гольягтинский трансформатор» [10].

Проверим их по коэффициенту загрузки согласно формуле (2.2):

$$k_3 = \frac{S_{CH}}{n \cdot S_{номТ}} = \frac{114}{2 \cdot 100} = 0,57 < 0,7.$$

Таким образом, трансформаторы ТМГ-100/10,04 пригодны для эксплуатации на подстанции «Новая Майна» в качестве трансформаторов собственных нужд.

7 Молниезащита подстанции

Одним из опаснейших явлений для электроустановок считаются грозовые разряды. Молниезащита подстанции отражена в ПУЭ: «открытая подстанция 110 кВ должна быть защищена от прямых ударов молнии» [1].

Для молниезащиты подстанции «Новая Майна» применим одиночные стержневые молниеотводы СМ-30 (высота 30 м). Расчет будем вести в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [9].

Принятая надежность защиты $P_z=0,99$.

Определим высоту конуса зоны действия стержневого молниеотвода по формуле (7.1):

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.} \quad (7.1)$$

Внешний радиус конуса зоны действия стержневого молниеотвода определим по формуле (7.2):

$$r_0 = 0,95h = 0,95 \cdot 30 = 28,5 \text{ м.} \quad (7.2)$$

Для зоны защиты требуемой надежности радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x (наиболее выступающих частей ОРУ) определяется по формуле (7.3):

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{28,5(25,5 - 7)}{25,5} = 20,7 \text{ м.} \quad (7.3)$$

Выполним расчет молниеотводов для установки на трансформаторных порталах аналогичным образом.

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

$$r_0 = 0,95h = 0,95 \cdot 20 = 19 \text{ м.}$$

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{19(17 - 7)}{17} = 11 \text{ м.}$$

Таким образом, по периметру подстанции молниезащита обеспечивается одиночными стержневыми молниеотводами СМ-30 высотой 30 м в количестве 4 штук, на трансформаторных порталах установлены одиночные стержневые молниеотводы СМ-20 высотой 20 м в количестве 2 штук.

8 Заземление подстанции

«Заземление — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством» [1].

Заземление подстанции представляет собой систему вертикальных и горизонтальных заземлителей, объединенных в единый контур. Вертикальные заземлители представляют собой стальные прутки, а горизонтальные заземлители – стальные полосы.

Проведем расчет заземляющего устройства для подстанции «Новая Майна». Схема заземляющего устройства приведена на рисунке 8.1.

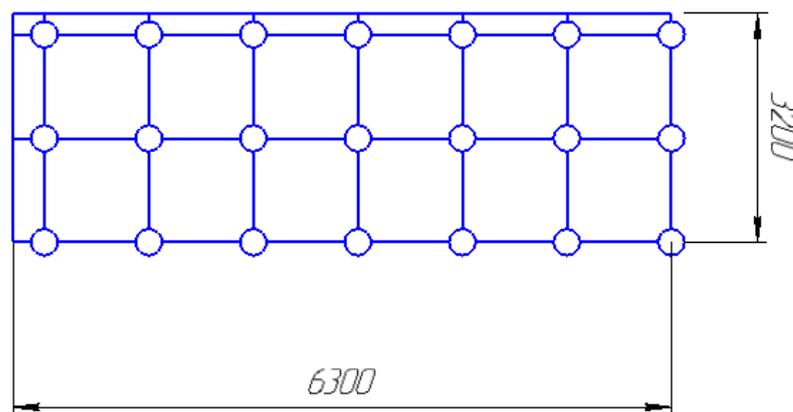


Рисунок 8.1 – Схема заземляющего устройства

Допустимое напряжение прикосновения $U_{np.дон.} = 500 В$ для длительности воздействия $\tau = t_{pз} + t_{c.в} = 0,04 + 0,03 = 0,07 с$. Определяем разность потенциалов заземлителя по формуле (8.1):

$$U_з = \frac{U_{np.дон.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,16} = 3125 В, \quad (8.1)$$

где k_{II} – коэффициент напряжения прикосновения, определяется по формуле (8.2):

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_c}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,7}{\left(\frac{5 \cdot 508}{10 \cdot \sqrt{63 \cdot 32}}\right)^{0,45}} = 0,16. \quad (8.2)$$

где $l_B = 5 \text{ м}$ – длина вертикального заземлителя, м;

$L_c = 508 \text{ м}$ – длина заземлителей по горизонтали, м;

$a = 10 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S = 2016 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства, м^2 ;

$M = 0,5$ – параметр, зависящий от ρ_1 / ρ_2 ;

β – коэффициент сопротивления тела человека R_q и растекания тока от ступней R_c , определяется по формуле (8.3):

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,7, \quad (8.3)$$

где $R_q = 1000 \text{ Ом}$ – сопротивление тела человека;

$R_c = 1,5 \cdot \rho_{в.с.}$ $\rho_{в.с.}$ – сопротивление верхнего слоя земли удельное, Ом·м;

$$\rho_{в.с. \text{ суглинок}} = 300 \text{ Ом} \cdot \text{ м}.$$

Поскольку $U_3 = I_3 R_3$, сопротивление заземляющего устройства должно удовлетворять условию (8.4):

$$R_{з.доп.} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{3125}{4830} = 0,65 \text{ Ом}, \quad (8.4)$$

где I_3 – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ.

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной, определяемой по формуле (9.5):

$$a = \sqrt{S} = \sqrt{2016} = 44,9 \text{ м.} \quad (8.5)$$

Число ячеек по стороне квадрата определяется по формуле (8.6):

$$m = \frac{L_z}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{508}{2 \cdot 44,9} - 1 = 4,65 \approx 5. \quad (8.6)$$

Длина полос в расчетной модели определяется по формуле (8.7), а длина сторон ячейки по формуле (8.8):

$$L'_z = 2\sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot 44,9 \cdot (5+1) = 538,8 \text{ м.} \quad (8.7)$$

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{44,9}{5} = 8,98 \text{ м.} \quad (8.8)$$

Наиболее рациональное использование вертикальных заземлителей достигается при их размещении по периметру заземляющего устройства. Таким образом, число вертикальных заземлителей находится по формуле (8.9):

$$n_g = \frac{4\sqrt{S}}{l_g} = \frac{4 \cdot 44,9}{5} = 35,9 \approx 36. \quad (8.9)$$

Общая длина вертикальных заземлителей рассчитывается по формуле (8.10), а глубина погружения по формуле (8.11):

$$L_{g\Sigma} = l_g n_g = 5 \cdot 36 = 180 \text{ м.} \quad (8.10)$$

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{44,9} = 0,13 > 0,1. \quad (8.11)$$

Определим общее сопротивление заземляющего устройства при погонном сопротивлении материала заземлителя (стальная полоса) 103 Ом/м, используя формулы (8.12)-(8.13):

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,38 \cdot \frac{300}{44,9} + \frac{300}{508+180} = 1,1 \text{ Ом.} \quad (8.12)$$

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,385 - 0,25 \frac{5+0,7}{44,9} = 0,38. \quad (8.13)$$

Найдем напряжение прикосновения по формуле (8.14):

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,16 \cdot 4830 \cdot 1,1 = 850 \text{ В.} \quad (8.14)$$

Что превосходит допустимое (500 В). Необходимо принять меры по снижению напряжения прикосновения. Например, можно применить подсыпку слоем гравия толщиной 0,2 м. В таком случае формулы (8.1)–(8.4) и (8.14) примут вид:

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1500} = 0,3.$$

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_2}{a\sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,3}{\left(\frac{5 \cdot 508}{10 \cdot \sqrt{63 \cdot 32}} \right)^{0,45}} = 0,07.$$

$$U_3 = \frac{U_{np. доп.}}{k_{II}} = \frac{500}{0,07} = 7143 \text{ В} < 10 \text{ кВ.}$$

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3} = \frac{7143}{4830} = 1,43 \text{ Ом.}$$

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,07 \cdot 4830 \cdot 1,43 = 438,4 \text{ В.}$$

Что меньше допустимого значения 500 В. Таким образом, рассчитанная схема заземляющего устройства может применяться на подстанции «Новая Майна».

Заключение

В выпускной квалификационной работе проведена реконструкция электрооборудования подстанции «Новая Майна», обеспечивающей энергией одноименный рабочий поселок.

На основании величины ожидаемых электрических нагрузок принято решение о замене силовых трансформаторов на следующие по ряду мощности, таким образом, к установке на подстанции приняты 2 трансформатора ТДТН-25000/110/35/10.

В связи с заменой главного оборудования – трансформаторов – изменились и токи к.з., расчет которых был проведен далее. Опираясь на данные по токам к.з. было выбрано силовое оборудование для ОРУ-110, ОРУ-35 и КРУН-10: силовые выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ячейки КРУН, измерительные приборы.

Выбран принципиально новый подход к организации системы релейной защиты и автоматики подстанции – теперь она выполнена с помощью многофункциональных микропроцессорных блоков БМРЗ.

Выбран и обоснован род оперативного тока – переменный. Также произведен расчет трансформаторов собственных нужд.

Рассчитаны системы молниезащиты и заземления подстанции. Определены параметры молниезащитных устройств – одиночных стержневых молниеотводов и заземляющего устройства.

Реконструкция была проведена с целью обеспечения надежного обеспечения электроэнергией потребителей, а также развития поселка как экономической ниши Ульяновской области.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
2. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартиформ, 2019. 36 с.
3. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартиформ, 2019. 44 с.
4. ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. Введ. 1992-01-01. М.: Стандартиформ, 2005. 19 с.
5. ГОСТ 18685-73 Трансформаторы тока и напряжения. Термины и определения. Введ. 1974-07-01. М: ИПК Издательство стандартов, 2005. 9 с.
6. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: ЭНАС, 2017. 108 с.
7. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
8. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М: Энергосервис. 2019. 119 с.
9. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.
10. Номенклатурный каталог. Тольяттинский трансформатор. [Электронный ресурс]. URL: http://toltrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue_toltrans.pdf (дата обращения 13.01.2020).

11. КРУ-СЭЩ-59 (КРУН), 6, 10 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspreditelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv/> (дата обращения 13.01.2020).

12. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ-110. Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-110/> (дата обращения 23.01.2020).

13. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ-35. Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-35/> (дата обращения 23.01.2020).

14. ВВУ-СЭЩ 10 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv/> (дата обращения 23.01.2020).

15. Разъединители наружной установки 110 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/> (дата обращения 28.01.2020)

16. Разъединители наружной установки 35 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-35-kv/> (дата обращения 28.01.2020).

17. Разъединители внутренней установки рубящие. Завод электротехнического оборудования. [Электронный ресурс]. URL: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-vnutrenney-ustanovki/rvrz-iii-10-2000-muz (дата обращения 28.01.2020).

18. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ 110. Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110/> (дата обращения 03.02.2020).

19. Трансформаторы тока ТРГ-УЭТМ 35. Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm35/> (дата обращения 03.02.2020).

20. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ. Электроцит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 03.02.2020).

21. Трансформаторы напряжения ЗНГ-УЭТМ-110. Уралэлектротяжмаш. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/znguetm110/> (дата обращения 15.02.2020).

22. НОЛ-СЭЩ 6, 10, 20, 35 кВ. Электроцит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nol-seshch-10-6-20-35/> (дата обращения 20.02.2020).

23. НАЛИ-СЭЩ 6, 10, 35 кВ. Электроцит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nali-seshch-6-10-35-iv/> (дата обращения 20.02.2020).

24. Изоляторы проходные фарфоровые. ООО «Электрофарфор». [Электронный ресурс]. URL: <https://elektrofarfor.com/p109102163-izolyator-ipu-102000.html> (дата обращения 04.03.2020).

25. Изоляторы опорно-стержневые фарфоровые. ООО «Электрофарфор». [Электронный ресурс]. URL: <https://elektrofarfor.com/p109102076-izolyator-ios-2000.html> (дата обращения 04.03.2020).

26. Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ. НТЦ «Механотроника». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz/> (дата обращения 20.03.2020).

27. Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-100. НТЦ «Механотроника». [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/bmrz-100.html> (дата обращения 20.03.2020).