

АННОТАЦИЯ

Реконструкция электрооборудования подстанции «Копнино» 110/10 была произведена на стороне низкого (10 кВ) напряжения. Произведен расчет ожидаемых нагрузок подстанции с учетом новых подключений. Выполнен выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов. Осуществлен расчет токов короткого замыкания. Произведен выбор проводников и аппаратов на стороне низкого напряжения (10кВ) с учетом всех проверок. Для питания цепей релейной защиты и автоматики был выбран постоянный ток. Для собственных потребностей подстанции «Копнино» 110/10 рассчитаны и выбраны трансформаторы собственных нужд. Проведен расчет релейной защиты силовых трансформаторов на современном микропроцессорном терминале «Сириус-Т». Рассчитаны заземление и молниезащита подстанции.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 63 страницы, введения на 1 страницу, включая 7 рисунков, 10 таблиц, списка 23 источников, в том числе 5 источников на иностранном языке, и чертежей на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The topic of the given graduation work is reconstruction of electrical equipment of step-down substation «Kopnino» 110/10 kV.

The aim of this work is the consideration of one of the variants of reconstruction of HV / mV substation, «Kopnino» 110/10 kV, to improve the efficiency and reliability of electricity supply modern electrical equipment.

The reconstruction of electrical equipment of the substation «Kopnino» 110/10 is considered on the side of low (10 kV) voltage.

In the first part of the work the expected loads of the substation are calculated. Next the type, number and power of power transformers were chosen. The calculation of short-circuit currents is carried out. In the third part the conductors and devices on the low voltage side (10 kV) were chosen and were check. For the needs of substation «Kopnino» 110/10 transformers were evaluated and taken. The calculation of relay protection of power transformers at the modern microprocessor terminal "Sirius-T" was made. The grounding and lightning protection of the substation are calculated.

As a result of reconstruction, «Kopnino» 110/10 meets all modern requirements for reliability, quality and efficiency.

The graduation work consists of an explanatory note on 63 pages, introduction, including 7 figures, 10 tables, the list of 23 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика объекта.....	6
2 Определение ожидаемых электрических нагрузок.....	7
3 Выбор числа, типов и мощности силовых трансформаторов.....	10
4 Расчет токов короткого замыкания.....	17
5 Выбор основных конструктивных решений подстанции.....	22
6 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	24
7 Собственные нужды подстанции.....	36
8 Выбор оперативного тока.....	37
9 Расчет релейной защиты трансформатора.....	38
10 Расчет заземления подстанции.....	52
11 Расчет молниезащиты подстанции.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	62

ВВЕДЕНИЕ

Цель энергетической системы состоит в том, чтобы сгенерировать и осуществить поставку электроэнергии конечным потребителям. Система должна быть спроектирована таким образом, чтобы доставить выработанную электроэнергию надежно и экономично [1]. Научно-технический прогресс не стоит на месте, в том числе и в энергетике. На рынке электрооборудования появляются продукты, которые по своим характеристикам превосходят старые образцы, к тому же являются экономичнее в обслуживании. В настоящее время в связи с устареванием и износом электрооборудования происходит постепенная его замена на объектах.

Не обходит стороной технический прогресс и такой важный элемент энергетической системы, как подстанции. Внедрение нового оборудования способствует упрощению эксплуатации объектов, уменьшению срока службы оборудования, сокращению затрат на обслуживание оборудования. Установка нового оборудования позволяет повысить безопасность обслуживаемого персонала [2]. Это достигается дистанционным управлением коммутирующими аппаратами с помощью автоматизированного рабочего места.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция электрооборудования понизительной подстанции «Копнино» 110/10 вследствие его устаревания и износа, направленная на повышение надежности электроснабжения потребителей. Реконструкция также необходима в связи с будущим ростом нагрузок и последующим подключением строящегося сельскохозяйственного предприятия.

1 Характеристика объекта

Объектом реконструкции является подстанция «Копнино» 110/10 кВ. Место расположения подстанции: Владимирская область, Собинский район, Копнинский сельский округ, село Заречное. Подстанция осуществляет питание 619 домов 9 населенных пунктах. Питание подстанция получает от узловой подстанции «Ундол 110/35/10 кВ». На рисунке 1.1 представлен вид подстанции сверху.



Рисунок 1.1 – Вид подстанции сверху

Обслуживание подстанции осуществляется ОАО «Владимирэнерго», входящих в структуру ПАО «МРСК Центра и Поволжья».

На подстанции установлены 2 силовых трансформатора ТМ-6300/110/10 с установленной мощностью 12,6 МВА. Резерв мощности составляет 3,32 МВА.

Подстанция введена в эксплуатацию в 1977 году. За это время была произведена реконструкция ОРУ 110 кВ путем замены системы отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели ВГТ-110.

На стороне 10 кВ предусмотрено закрытое распределительное устройство, в котором расположены ячейки распределительного устройства. Установлены выключатели масляные ВК – 10 с номинальными токами 630 А.

2 Определение ожидаемых электрических нагрузок

Трансформаторная подстанция питает девять поселков с общим количеством домов, равным 619. На каждый дом отводится по 15 кВт активной мощности. В итоге суммарная активная мощность населенных пунктов равна 9,28 МВт, коэффициент мощности $\cos \phi_n = 0,9$.

Расчетная полная мощность определяется по формуле:

$$S = \frac{P_i}{\cos \phi_i} ; \quad (2.1)$$

Определим полную мощность поселков по формуле 2.1:

$$S_n = \frac{9,28}{0,9} = 10,31 \text{ МВА.}$$

Для сельскохозяйственного комбината активная мощность составляет 10 МВт, коэффициент мощности составляет 0,88. Определим полную мощность по формуле 2.1:

$$S_k = \frac{10}{0,88} = 11,36 \text{ МВА.}$$

Максимальная полная мощность по подстанции составляет:

$$S_{\max}^{ПС} = S_n + S_k = 10,31 + 11,36 = 21,67 \text{ МВА.} \quad (2.2)$$

Произведем расчет потребляемой электроэнергии для поселков и сельскохозяйственного комбината по формуле 2.3:

$$W_n = P_n \cdot \sum P_{in} \cdot t_{in}; \quad (2.3)$$

$$W_{(n)} = 9,28 \cdot (1 \cdot 0,8 + 0,9 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,6 + 0,76 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,56) \cdot 10^3 = 61545 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$W_{(n)} = 10 \cdot (1 \cdot 1 + 0,91 \cdot 1 + 0,83 \cdot 2 + 0,8 \cdot 3 + 0,7 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 72020 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

Суммарная потребляемая электроэнергия рассчитывается по формуле 2.4:

$$W_{ПС} = W_{(n)} + W_{(к)}; \quad (2.4)$$

$$W_{ПС} = 61545 + 72020 = 133565 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции просчитаем по формуле 2.5:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}}; \quad (2.5)$$

где $P_{\max ПС}$ - сумма активных мощностей поселков и сельскохозяйственного комбината

$$T_m = \frac{133565}{9,28 + 10} = 6928 \text{ ч}.$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки подстанции просчитаем по формуле 2.6:

$$K_{зан} = \frac{T_m}{8760}; \quad (2.6)$$

$$K_{зан} = \frac{6928}{8760} = 0,79.$$

На рисунке 2.1 представлен график годовой нагрузки поселков, сельскохозяйственного комбината и суммарный график нагрузки.

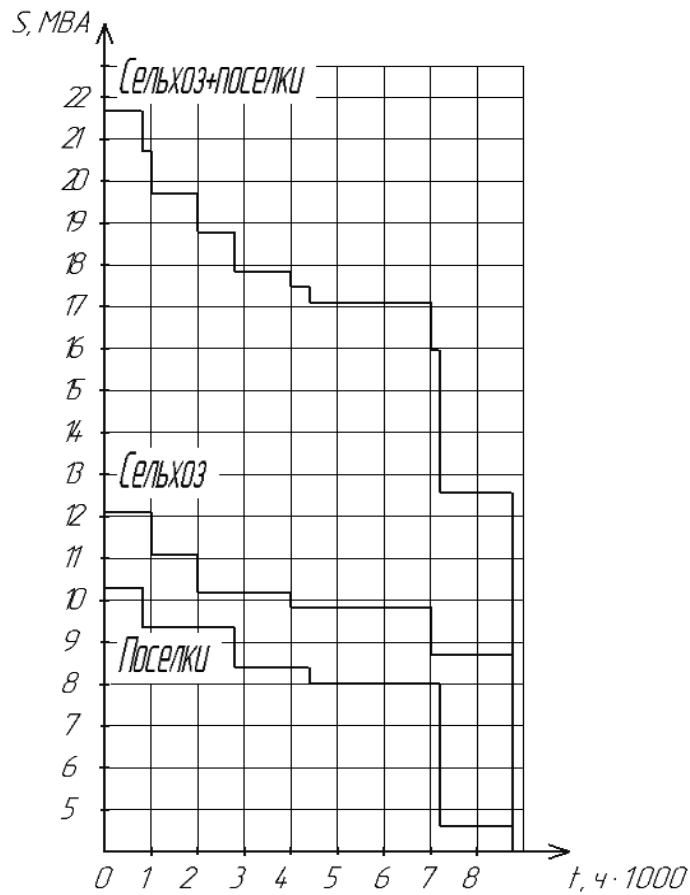


Рисунок 2.1 - Годовой график нагрузок

3 Выбор числа, типов и мощности силовых трансформаторов

С учетом того, что подстанция питает потребителей II и III категории электроприемников по надежности электроснабжения, а резервирование на стороне низшего напряжения не предусмотрено, то в соответствии с ПУЭ [3] к установке принимаются два трансформатора.

Исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки 40%, определим допустимую номинальную мощность по формуле 3.1:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max ПС}; \quad (3.1)$$
$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot 21,67 = 15,17 \text{ МВА.}$$

По найденной мощности выберем для дальнейшего сравнения технико-экономических показателей два ближайших и больших по мощности трансформатора. Это трансформаторы ТДН-16000/110/10 и ТДН-25000/110/10.

Для сравнения приведем паспортные данные трансформаторов производства ООО «Тольяттинский трансформатор» г. Тольятти [4] в таблицу 3.1:

Таблица 3.1 - Характеристики трансформаторов

Сравниваемые характеристики	ТДН-16000/110/10	ТДН-25000/110/10
$S_{ном.Т}$, МВА	16	25
ΔP_{xx} , кВт	13	19
$\Delta P_{кз}$, кВт	85	120
$\Delta U_{кз}$, %	10,5	10,5
I_{xx} , %	0,3	0,23
κ_{III} , кВт/квар	0,05	0,05

3.1 Расчет технико-экономических показателей для трансформатора ТДН-16000/110/10

Определим потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода по формуле 3.2:

$$Q_X = \frac{I_{XX, \%} \cdot S_{ном.Т}}{100}; \quad (3.2)$$

$$Q_X = \frac{0,3 \cdot 16000}{100} = 48 \text{ квар.}$$

Определим приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода по формуле 3.3:

$$P'_X = \Delta P_{XX} + k_{III} \cdot Q_X; \quad (3.3)$$

$$P'_X = 13 + 0,05 \cdot 48 = 15,4 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания по формуле 3.4:

$$Q_K = \frac{U_{к.в} \cdot S_{ном.Т}}{100}; \quad (3.4)$$

$$Q_K = \frac{10,5 \cdot 16000}{100} = 1680 \text{ квар.}$$

Определим приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора по формуле 3.5:

$$P'_K = \Delta P_K + k_{III} \cdot Q_K; \quad (3.5)$$

$$P'_K = 85 + 0,05 \cdot 48 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии $\Delta W_{ПС}$ определяются по формуле 3.6:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot P_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P_{к.в} \cdot k_{з.вi}^2 \cdot T_i \right); \quad (3.6)$$

где $k_{з.вi}$ - коэффициент загрузки обмоток высшего напряжения

Рассчитанные данные потери напряжения трансформатора занесем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Расчет суммарных потерь трансформатора ТДН-16000/110/10

i	$S_{вi},$ MVA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$	$k_{з.вi}$	$\Delta W_{к.вi},$ $кВт \cdot ч$
1	20,93	2	800	24640	1,31	115676
2	19,97	2	200	6160	1,25	26327
3	18,95	2	1000	30800	1,18	118531
4	18,04	2	800	24640	1,12	85937
5	17,08	2	1200	36960	1,07	115551
6	16,70	2	400	12320	1,04	36822
7	16,36	2	2600	80080	1,02	229697
8	15,23	2	200	6160	0,95	153312
9	11,78	2	1560	48048	0,74	71454
Σ				269808		743855
				$\Delta W_{ПС} = 1013664 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$		

Произведем расчет экономической целесообразности выбора трансформатора ТДН-16000/110/10

Экономическая целесообразность выбора трансформатора определяется методом приведенных затрат. Приведенные затраты рассчитываются по формуле 3.7:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_0 + I_3; \quad (3.7)$$

где E_H - нормативный коэффициент дисконтирования, равный 0,15; K - капитальные затраты на оборудование ПС; I - годовые эксплуатационные издержки; I_0 - стоимость годовых потерь электроэнергии;

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии во Владимирской области по тарифу равна $C_0 = 3,11 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

Определим годовые потери электроэнергии по формуле 3.8:

$$I_0 = \Delta W_{ПС} \cdot C_0; \quad (3.8)$$
$$I_0 = 1013664 \cdot 3,11 = 3152495 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления рассчитываются по формуле 3.9:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K; \quad (3.9)$$

где $P_{\text{сум}}$ - суммарный коэффициент отчислений, равный 0,094 [5].

Стоимость трансформатора $K = 18200000$ руб.

$$I_0 = 0,094 \cdot 18200000 = 1710800 \text{ руб.}$$

Рассчитаем приведенные затраты по формуле 3.7:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 18200000 + 1710800 + 3152495 = 7593294 \text{ руб.}$$

Произведем аналогичный расчет для трансформатора ТДН-25000/110/10.

3.2 Расчет технико-экономических показателей для трансформатора ТДН-25000/110/10

Определим потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода по формуле 3.2:

$$Q_x = \frac{0,23 \cdot 25000}{100} = 57,5 \text{ квар.}$$

Определим приведенные потери мощности трансформатора в режиме холостого хода по формуле 3.3:

$$P'_x = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,87 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания по формуле 3.4:

$$Q_k = \frac{10,5 \cdot 25000}{100} = 2625 \text{ квар.}$$

Определим приведенные потери активной мощности короткого замыкания трансформатора по формуле 3.5:

$$P'_k = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,25 \text{ кВт.}$$

Потери электроэнергии $\Delta W_{лс}$ определяются по формуле 3.5.

Рассчитанные данные потери напряжения трансформатора занесем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Расчет суммарных потерь трансформатора ТДН-25000/110/10

i	$S_{ei},$ MVA	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$	$k_{з.еi}$	$\Delta W_{к.еi},$ $кВт \cdot ч$
1	20,93	2	800	35000	0,84	70440
2	19,97	2	200	8750	0,8	16032
3	18,95	2	1000	43750	0,76	72179
4	18,04	2	800	35000	0,72	52331
5	17,08	2	1200	52500	0,68	70364
6	16,70	2	400	17500	0,67	22422
7	16,36	2	2600	113750	0,65	139874
8	15,23	2	200	8750	0,61	9324
9	11,78	2	1560	68250	0,47	435512
Σ				383250		496480
				$\Delta W_{ПС} = 879730 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$		

Произведем расчет экономической целесообразности выбора трансформатора ТДН-25000/110/10.

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии возьмем из пункта 3.1.

Определим годовые потери электроэнергии по формуле 3.8:

$$I_3 = \Delta W_{ПС} \cdot C_3; \quad (3.8)$$

$$I_3 = 879731 \cdot 3,11 = 2735963 \text{ руб.}$$

Годовые отчисления рассчитываются по формуле 3.9:

Стоимость трансформатора $K = 24500000 \text{ руб.}$

$$I_0 = 0,094 \cdot 24500000 = 2303000 \text{ руб.}$$

Рассчитаем приведенные затраты по формуле 3.7:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 24500000 + 2303000 + 2735963 = 8713962 \text{ руб.}$$

После проведения технико-экономического сравнения трансформаторов, менее затратным трансформатором оказался ТДН-16000/110/10. Примем его к установке на подстанции.

4 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора и проверки аппаратов и проводников произведем расчет токов короткого замыкания. При выборе аппаратов и проводников обычно расчетным видом тока короткого замыкания является трехфазный [5]. Схемы для расчета токов короткого замыкания представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

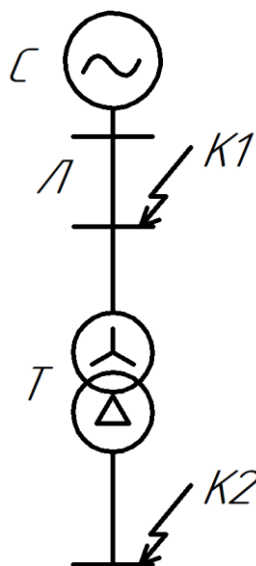


Рисунок 4.1 - Расчетная схема электроустановки

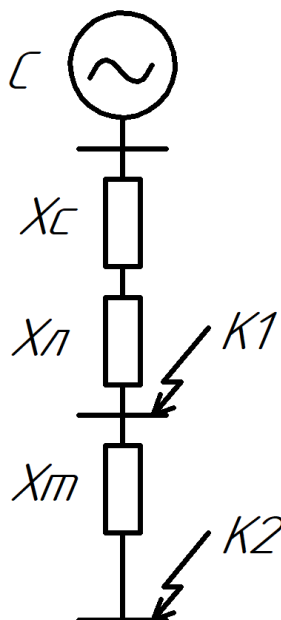


Рисунок 4.2 - Эквивалентная схема замещения

Для расчетов токов короткого замыкания необходимо рассчитать значения сопротивления системы, линии.

Для расчета сопротивлений примем следующие значения:

- $S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА}$;

- $S_k = 2100 \text{ МВА}$;

- $S_k = 10,5 \%$ [4];

- $l = 6 \text{ км}$;

Определим сопротивление системы по формуле 4.1:

$$x_{\bar{o},c}^* = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k}; \quad (4.1)$$

$$x_{\bar{o},c}^* = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k} = \frac{1000}{2100} = 0,48.$$

Произведем расчет сопротивления линии по формуле 4.2:

$$x_{\bar{o},l}^* = x_{y\bar{o}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}; \quad (4.2)$$

где $x_{y\bar{o}}$ - удельное сопротивление линии, для воздушной линии 110 кВ равно 0,04 Ом/км; U_{cp} - базисное значение напряжения, для напряжения 110 кВ равно 115 кВ.

$$x_{\bar{o},l}^* = 0,04 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,07.$$

Для подсчета тока короткого замыкания в точке К1 необходимо найти суммарное сопротивление. Оно складывается из сопротивления линии и сопротивления системы [6, 7]. Рассчитаем по формуле 4.3:

$$x_{рез(\bar{o})1}^* = x_{\bar{o},c}^* + x_{\bar{o},l}^*; \quad (4.3)$$

$$x_{рез(\delta)1}^* = 0,48 + 0,07 = 0,55.$$

Для определения начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания и ударного тока короткого замыкания необходимо найти базисный ток, который находится по формуле 4.4:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}; \quad (4.4)$$

Определим значения базисного тока для стороны 110 кВ по формуле 4.4:

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Для определения начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания возьмем значение сверхпереходной ЭДС для системы, равной 1.

Определим начальное значение действующей периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания по формуле 4.5:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{\delta}^{*''}}{x_{рез(\delta)1}^*} \cdot I_{\delta}; \quad (4.5)$$

$$I_{n,o\delta}^3 = \frac{1}{0,55} \cdot 5,02 = 9,09 \text{ кА.}$$

Для нахождения ударного тока необходимо знать ударный коэффициент. Для энергосистемы и воздушной линии 110 кВ $K_{уд} = 1,8$.

Определим ударный ток трехфазного короткого замыкания по формуле 4.6:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\delta}; \quad (4.6)$$
$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,09 \cdot 1,8 = 23,16 \text{ кА.}$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К2 найдем сопротивление трансформатора по формуле 4.7:

$$x_{\delta,m}^* = \frac{U_{к,\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{номТ}}; \quad (4.7)$$

где $U_{к}$ - напряжение короткого замыкания.

$$x_{\delta,m}^* = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,56.$$

Суммарное сопротивление до точки К2 будет состоять из сопротивлений системы, линии и трансформатора [6, 7]. Определим его по формуле 4.8:

$$x_{рез(\delta)2}^* = x_{\delta,c}^* + x_{\delta,l}^* + x_{\delta,m}^*; \quad (4.8)$$
$$x_{рез(\delta)2}^* = 0,47 + 0,07 + 6,56 = 7,11.$$

Определим базисный ток для точки К2 по формуле 4.4:

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

Определим начальное значение действующей периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания для точки К2 по формуле 4.5:

$$I_{n,об}^3 = \frac{1}{7,11} \cdot 54,98 = 7,72 \text{ кА.}$$

Для точки К2 $K_{y\partial} = 1,9$.

Определим ударный ток трехфазного короткого замыкания по формуле 4.6:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,72 \cdot 1,9 = 20,76 \text{ кА.}$$

5 Выбор основных конструктивных решений подстанции

Схема распределительного устройства должна обеспечивать требуемую надежность исходя из категории электроснабжения электроприемников, она разрабатывается с учетом назначения подстанции в энергосистеме. Требования схемы распределительного устройства заключаются в надежности, экономичности, безопасности обслуживания. Для достижения экономичных унифицированных решений были разработаны типовые принципиальные схемы для распределительных устройств.

Типовые принципиальные схемы распределительных устройств подстанций 35-750 кВ разработаны и утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007 г. (СТО 56947007- 29.240.30.010-2008) [8].

Подстанция «Копнино» 110/10 является тупиковой подстанцией, получающей питание по двум линиям. Для тупиковых двухтрансформаторных подстанций 110 кВ, в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008, применяется типовая схема 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Для ответвительных и тупиковых распределительных устройств, данная схема является лучшей с точки зрения надежности и экономичности. На рисунке 5.1 представлена типовая схема электрическая схема РУ 110-4Н [8].

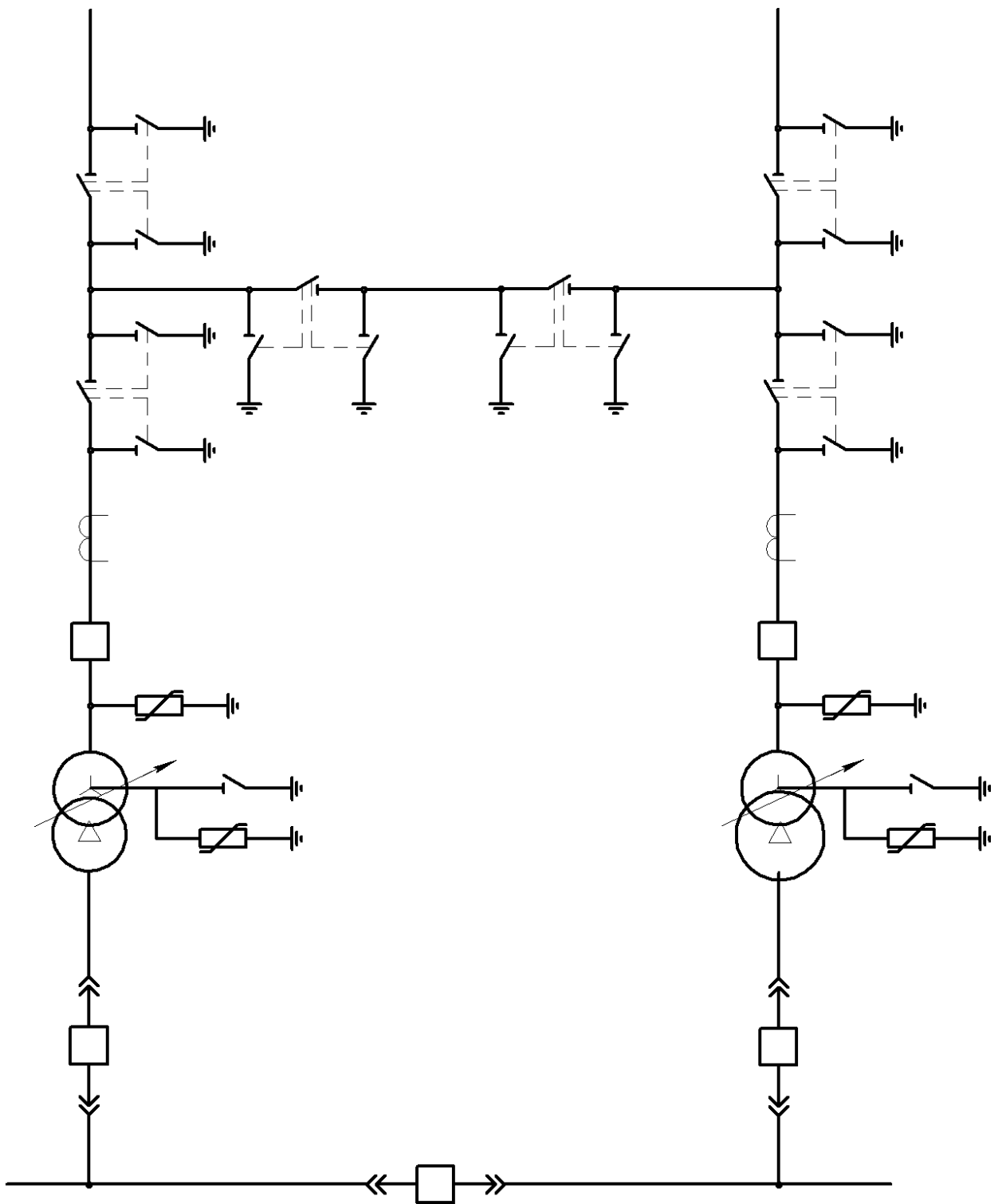


Рисунок 5.1 - Типовая принципиальная электрическая схема РУ 110-4Н

6 Выбор электрических аппаратов и проводников

Выбор аппаратов и проводников производится по трехфазному току короткого замыкания, который был рассчитан в П4. Подстанция «Копнино» 110/10 открытого типа (ОРУ), поэтому для установки выберем КРУН. В соответствии с оборудованием, которые устанавливает завод-изготовитель, произведем выбор и проверку оборудования.

Для установки выберем КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1 (КРУН) производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара» [9].

6.1 Выбор выключателей

В КРУ-СЭЩ-59 к установке принимаются вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-10 производства ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара» [10].

Произведем расчет номинального длительного тока по формуле 6.1:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (6.1)$$
$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1233 \text{ А.}$$

По найденному длительному рабочему току определим номинальный ток выключателя. К установке принимается ВВУ-СЭЩ-10/1600, с номинальным током 1600А.

Произведем проверку выключателя на отключающие способности.

На симметричный ток отключения проверка производится по формуле 6.2:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном} ; \quad (6.2)$$

где $I_{n,\tau}$ - ток трехфазного короткого замыкания на стороне 10 кВ.

$$7,72 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

Данное условие выполняется.

Для проверки на отключение апериодической составляющей, необходимо найти номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока короткого замыкания. Найдем ее по формуле 6.3

:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}; \quad (6.3)$$

где τ - сумма собственного времени срабатывания $t_{c.в.}$ выключателя и времени срабатывания релейной защиты $t_{p.з.}$; T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Собственное время срабатывания выключателя равно 0,03с [10], время срабатывания релейной защиты примем равным 0,01с.

Рассчитаем τ по формуле 6.4:

$$\tau = t_{p.з.} + t_{c.в.}; \quad (6.4)$$

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Для стороны 10 кВ $T_a = 0,12$ с.

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,72 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,12}} = 9,21 \text{ кА}.$$

Проверка на отключение аperiodической составляющей производится по формуле 6.5:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a.ном}; \quad (6.5)$$

Номинальное значение аperiodической составляющей тока рассчитывается по формуле 6.6:

$$i_{a,\tau} = (\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100}) \cdot I_{откл.ном}; \quad (6.6)$$

где $\beta_{нор}$ - нормированное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе при времени τ , для 0,04с равен 40%.

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100}) \cdot 20 = 11,31 \text{ кА.}$$

$$9,21 \text{ кА} \leq 11,31 \text{ кА.}$$

Выключатель прошел проверку на отключение аperiodической составляющей тока КЗ.

Проведем проверки на электродинамическую стойкость по формулам 6.7 и 6.8:

$$I_{н.о} \leq I_{н.п.с}; \quad (6.7)$$

$$i_{уд} \leq i_{н.п.с}; \quad (6.8)$$

где $I_{н.п.с}$ - действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания, определяемое по справочнику, $I_{н.п.с} = 20 \text{ кА}$; $i_{н.п.с}$ - амплитудное

значение предельного сквозного тока короткого замыкания, определяемое по справочнику, $i_{н.р.с} = 79 \text{ кА}$.

$$7,72 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА},$$

$$20,76 \text{ кА} \leq 79 \text{ кА}.$$

Произведем проверку на термическую стойкость. Рассчитаем интеграл Джоуля по формуле 6.9:

$$B_{\kappa} = (I_{н,о})^2 \cdot (t_{откл} + t_{р.з.} + T_a); \quad (6.9)$$

$$B_{\kappa} = 7,72^2 \cdot (0,3 + 0,01 + 0,12) = 9,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По условию $B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$, где I_T - трехсекундный ток термической стойкости, взятый из справочника, и равен 20 кА.

Сведем все рассчитанные данные в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-10/1600

Выключатель ВВУ-СЭЩ-10/1000	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1233 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 7,72 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 9,21 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н,т} + I_{а,т} =$ $= \sqrt{2} \cdot 7,72 + 9,21 = 20,12 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 39,59 \text{ кА}$
$I_{н,о}^3 = 7,72 \text{ кА}$	$I_{н.р.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{y\delta} = 20,76 \text{ кА}$	$i_{н.р.с} = 79 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 9,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор трансформатора тока

ЗАО «Группа компаний «Электроцит»-ТМ Самара» предлагает к установке в КРУ-СЭЩ-59 один из двух трансформаторов тока – ТОЛ-СЭЩ-10 или ТШЛ-СЭЩ-10. Разница в этих трансформаторах тока состоит в том, что ТОЛ-СЭЩ-10 может работать в климатической зоне УХЛ1. Минимальная температура воздуха во Владимирской области составляет -45°С. Для данной температуры выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 [11].

Произведем выбор и проверку трансформатора тока.

По формуле 6.10 просчитаем номинальный рабочий ток трансформатора тока:

$$I_{ном} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (6.10)$$

$$I_{ном} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880,8 \text{ A.}$$

По номинальному току выбирается трансформатор ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5.

Осуществим проверку электродинамической стойкости по формуле 6.11:

$$i_{уд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} ; \quad (6.11)$$

где $K_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости трансформатора тока, равный 100 для данного трансформатора тока.

$$20,76 \text{ кА} \leq 141,42 \text{ кА.}$$

Произведем проверку на термическую стойкость по формуле 6.12:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (6.12)$$

где t_T - трехсекундный ток термической стойкости

По справочным данным $I_T = 40 \text{ кА}$, $t_T = 3 \text{ с}$.

$$9,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сведем рассчитанные данные в таблицу 6.2:

Таблица 6.2 - Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-10-1000/5

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-1000/5	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 880 \text{ А}$	$I_{ном1} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 20,76 \text{ кА}$	$K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 141,42 \text{ кА}$
$B_k = 9,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный трансформатор тока пригоден для установки.

Произведем расчет вторичной нагрузки и выбор материала и сечения проводника для соединения обмоток.

Мощность приборов:

$Z_{2ном} = 2,5 \text{ Ом}$ - номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки в классе точности 0,5S;

Для определения вторичной нагрузки выберем приборы измерения и занесем их в таблицу 6.3:

Таблица 6.3 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА,		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
Ваттметр	СР 3020	0,07	0,07	0,07
Варметр	СР 3020	0,07	0,07	0,07
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ 303	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		0,84	0,84	0,84

$R_{\kappa} = 0,1 \text{ Ом}$ - переходное сопротивление контактов;

Определим сопротивление приборов по формуле 6.13:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (6.13)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем сопротивление проводов по формуле 6.14:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\kappa}; \quad (6.14)$$

$$R_{\text{пр}} = 2,5 - 0,034 - 0,1 = 2,16 \text{ Ом.}$$

Для соединения трансформаторов тока примем длину проводов, равной 40 метров. Для установки выберем медные провода, они имеют меньшее удельное сопротивление и механическую прочность по сравнению с алюминиевыми.

Рассчитаем сечение провода по формуле 6.15, при этом удельное сопротивление $\rho = 0,0175 \frac{\text{ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{np}}{R_{np}}; \quad (6.15)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,16} = 0,32 \text{ мм}^2.$$

Для соединения измерительных трансформаторов тока принимаются к установке провод ПРП 1x2,5 (изоляция и оболочка из резины, оплетка из стальных оцинкованных проволок).

6.2 Выбор трансформаторов напряжения

Для установки в КРУ-СЭЩ предлагается трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 заземляемые [12]. Трансформаторы питают приборы учета электроэнергии, контрольно-измерительную аппаратуру. Определим ожидаемую вторичную нагрузку трансформатора напряжения на самую загруженную секцию, проведя расчеты в таблице 6.4:

Таблица 6.4 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность, ВА	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, вар
Вольтметр	СВ 3020-10	0,1	1	0	2	0,2	-
Ваттметр	СР 3020 ВАТ	0,2	1	0	1	0,2	-
Варметр	СР 3020 ВАР	0,2	1	0	1	0,2	
Счетчик активной энергии и реактивной энергии	СЕ 303	0,2	0,38	0,92	9	0,684	1,66

Итого	1,284	1,66
-------	-------	------

Вторичная нагрузка определяется по формуле 6.16:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}; \quad (6.16)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{1,284^2 + 1,66^2} = 2,09 \text{ ВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора напряжения равна 25 ВА, класс точности 0,5. Исходя из того, что вторичная нагрузка меньше номинальной, трансформатор будет работать в этом классе точности.

6.4 Выбор жестких шин

Для соединения трансформатора с ячейками КРУН применим жесткие шины. Произведем их выбор, для этого нужно найти номинальные и рабочие токи, выбрать сечение и осуществить проверку по длительно допустимому току и на термическую стойкость.

Определим максимальный ток по формуле 6.17:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (6.17)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1233 \text{ А.}$$

Номинальный ток был найден по формуле 6.10, $I_{\text{ном}} = 880,8 \text{ А}$.

Для расчета сечения необходимо выбрать экономическую плотность тока. Для подстанции количество часов использования максимума нагрузки равно 6928. Для установки примем алюминиевые шины. Согласно [3],

экономическая плотность тока для алюминиевых неизолированных шин с максимумом нагрузки более 5000 ч равна 1.

Рассчитаем сечение гибких шин по формуле 6.18:

$$S = \frac{I_{ном}}{j_{эк}}; \quad (6.18)$$
$$S = \frac{880,8}{1} = 880,8 \text{ мм}^2.$$

Принимается алюминиевая шина с сечением $S = (10 \cdot 100) \text{ мм}^2$,
 $I_{дон} = 1820 \text{ А}$.

$$I_{max} = 1233 \text{ А} < I_{ол.дон} = 1820 \text{ А}.$$

Определим минимальное сечение термической стойкости по формуле 6.19:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}; \quad (6.19)$$
$$S_{min} = \frac{\sqrt{9,55 \cdot 10^3}}{90} = 34,33 \text{ мм}^2.$$
$$S_{min} = 34,33 \text{ мм}^2 < S = 880,8 \text{ мм}^2.$$

Был произведен расчет на электродинамическую стойкость, при этом
 $\sigma_{раб} = 1,05 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$

По результатам было определено, что собственная частота колебания шин при коротком замыкании не войдет в механический резонанс, то есть $f_0 > 200 \text{ Гц}$, при длине пролетов между изоляторами, равной 0,4 м, расстоянии между фазами, равным 0,8 м.

6.5 Выбор изоляторов

Для укрепления жестких шин применяются изоляторы. Произведем расчет опорных изоляторов по допустимой нагрузке.

Для установки примем опорные изоляторы ШОП-10-1/100 производства «Группа предприятий Арматурно-изоляционный завод» г.Тула [13] с высотой $H_{из} = 400$ мм.

Определим максимальную нагрузку на изолятор по формуле 6.20:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot \kappa_{\phi} \cdot \kappa_{расч} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}; \quad (6.20)$$

где $a=0,8$ м; $\kappa_{\phi}=0,75$ [5]; $\kappa_{расч}=1,25$ [5]; $l_{из}=0,5$ м.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20,76^2}{0,8} \cdot 0,75 \cdot 1,25 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 43,77 \text{ Н.}$$

Рассчитаем допустимую нагрузку на изолятор по формуле 6.21:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H_{из} + b + \frac{h}{2}}; \quad (6.21)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб, для данного изолятора равна 10000 Н.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 \cdot \frac{0,4}{0,4 + 0,01 + \frac{0,1}{2}} = 5217 \text{ Н.}$$

$$F_{расч} = 43,77 \text{ Н} < F_{дон} = 5217 \text{ Н.}$$

Таким образом, опорный изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости.

Для ввода жестких шин в КРУН произведем выбор проходных изоляторов. По формуле 6.15 был определен максимальный протекающий ток. Выберем изолятор из условия, что $I_{\max} < I_{\text{дл.доп}}$.

Для установки выберем изолятор ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1 производства «Гжельский завод Электроизолятор» г. Гжель [14].

Были произведены расчеты аналогично опорным изоляторам, при этом $F_{\text{расч}} = 43,77 \text{ Н}$, $F_{\text{доп}} = 4102 \text{ Н}$. Изолятор удовлетворяет условию электродинамической стойкости.

7 Собственные нужды подстанции

Для питания собственных потребностей подстанции устанавливаются трансформаторы собственных нужд. Они питают оперативные цепи, приводы выключателей и разъединителей, их подогрев и так далее. Их мощность определяется исходя из суммы мощностей электроприемников на подстанции.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два ТСН [3]. Определим нагрузку на ТСН в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя с.н. подстанции	Мощность на единицу, кВт
Охлаждение силового трансформатора	
ТДН-16000/110/10	5,0
Подогрев выключателей и приводов разъединителей	
ВГТ-110	1,8
РГ-110	0,6
Подогрев релейного шкафа	6,0
Освещение ОРУ	10
Подогрев шкафов КРУН	1,0
Отопление	20
Итого	44,4
С учетом коэффициента загрузки $K_z = 0,7$	
Всего	31,08

Для установки примем трансформатор собственных нужд ТЛСЗ-СЭЩ-40кВА производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара» [15].

8 Выбор оперативного тока

Для управления высоковольтными коммутационными аппаратами, сигнализацией, устройств релейной защиты и автоматики выберем систему оперативного постоянного тока (СОПТ). СОПТ состоит из аккумуляторных батарей, зарядных устройств, щитов постоянного тока [16].

Зарядные устройства обеспечивают питание электроприемников постоянного тока и заряд аккумуляторных батарей. Аккумуляторные батареи обеспечивают питание электроприемников постоянного тока при отключении зарядного устройства. При этом, аккумуляторные батареи должны обеспечивать резервное питание аварийного освещения помещения батареи, ОПУ, релейного щита, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения [16].

9 Расчет релейной защиты трансформатора

Для предотвращения развития аварии и уменьшению воздействия коротких замыканий, применяется релейная защита. Релейная защита и автоматика выявляет поврежденный элемент и воздействует на выключатели для отключения этого элемента [17].

Для силовых трансформаторов применяется следующие виды дифференциальной защиты:

- токовая отсечка
- максимальная токовая защита
- токовая защита от перегрузок

Произведем расчет защиты силового трансформатора на многоступенчатом микропроцессорном терминале «Сириус-Т» производства ЗАО «Радиус Автоматика», Россия, г. Москва [18].

На сегодняшний день при проектировании и реконструкции подстанций применяю комбинированные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики.

9.1 Расчет дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)

Для расчета уставок релейной защиты на микропроцессорном терминале «Сириус-Т» сведем данные в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Сводные данные для расчета

Тип трансформатора	ТДН-16000/110
Схема соединения обмоток	Y/Δ-11
- на стороне высшего напряжения	Звезда
- на стороне низшего напряжения	Треугольник

Продолжение таблицы 9.1

Схема соединения обмоток трансформатора тока - первичная обмотка - вторичная обмотка	Треугольник Звезда
Номинальное напряжение	115 кВ/10,5 кВ
Диапазон регулирования РПН	±16%
Максимальная нагрузка трансформатора	21,67 МВА

Для расчета уставок защит выпишем значения максимальных и минимальных токов коротких замыканий в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 - Значения токов КЗ в разных режимах энергосистемы

Расчетная точка КЗ	Режим энергосистемы	Ток КЗ, А
На стороне 110 кВ	Максимальный	9330
	Минимальный	7870
На стороне 10 кВ	Максимальный	7720
	Минимальный	6690

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на стороне НН, приведенного к стороне ВН трансформатора по формуле 9.1.

$$I_{НН.МАХ}^{(3)ВН} = \frac{I_{МАХ}^{(3)НН}}{K_T}; \quad (9.1)$$

$$I_{НН.МАХ}^{(3)ВН} = \frac{7720}{115 / 10,5} = 704 \text{ А.}$$

Определим максимальный ток внешнего КЗ на стороне ВН в относительных единицах по формуле 9.2:

$$I_{*кз.внеши}^{\max} = \frac{I_{HH.MAX}^{(3)BH}}{I_{ном}^{BH}}; \quad (9.2)$$

$$I_{*кз.внеши}^{\max} = \frac{704}{80,4} = 8,76 \text{ A.}$$

Уставка дифференциальной защиты определяется по формуле 9.3:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot I_{*кз.внеши}^{\max}; \quad (9.3)$$

$$I_{диф} / I_{ном} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,76 = 7,36.$$

Примем большее значение дифференциальной отсечки, равной 7.37.

Определим действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки по формуле 9.4:

$$I_{диф} = I_{диф} / I_{ном} \cdot I_{ном}; \quad (9.4)$$

$$I_{диф} = 7,36 \cdot 80,4 = 592 \text{ A.}$$

Для проверки коэффициента чувствительности дифференциальной отсечки необходимо найти минимальный двухфазный ток короткого замыкания на стороне ВН. Найдем его по формуле 9.5:

$$I_{BH \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{BH \min}^{(3)}; \quad (9.5)$$

$$I_{BH \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7870 = 6815 \text{ A.}$$

Определим коэффициент чувствительности по формуле 9.6:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ВН min}}^{(2)}}{I_{\text{диф}}}; \quad (9.6)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6815}{592} = 11,5.$$

В соответствии с ПУЭ, коэффициент чувствительности должен дифференциальной защиты быть больше или равен 2 [3]. Это условие выполняется.

9.2 Выбор уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

В чувствительная дифференциальной токовой защите формируются тормозные токи, которые способствуют корректному функционированию защиты защищаемого трансформатора. Для построения тормозной характеристики необходимо определить следующие уставки:

- $I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}$ - минимальный дифференциальный ток срабатывания;
- $K_{\text{торм}}$ - коэффициент торможения;
- $I_{\text{т2}} / I_{\text{баз}}$ - точка второго излома характеристики;
- $I_{\text{д2}} / I_{\text{д1}}$ - уставка блокировки от второй гармоники;

По этим данным строится тормозная характеристика по участкам:

- Участок А-В - минимальный дифференциальный ток срабатывания;
- Участок В-С - определяется как пересечение угла коэффициента торможения и точка второго излома характеристики.
- Участок С – угол наклона равен 60 градусам.

На рисунке 9.1 изобразим тормозную характеристику ступени ДЗТ-2:

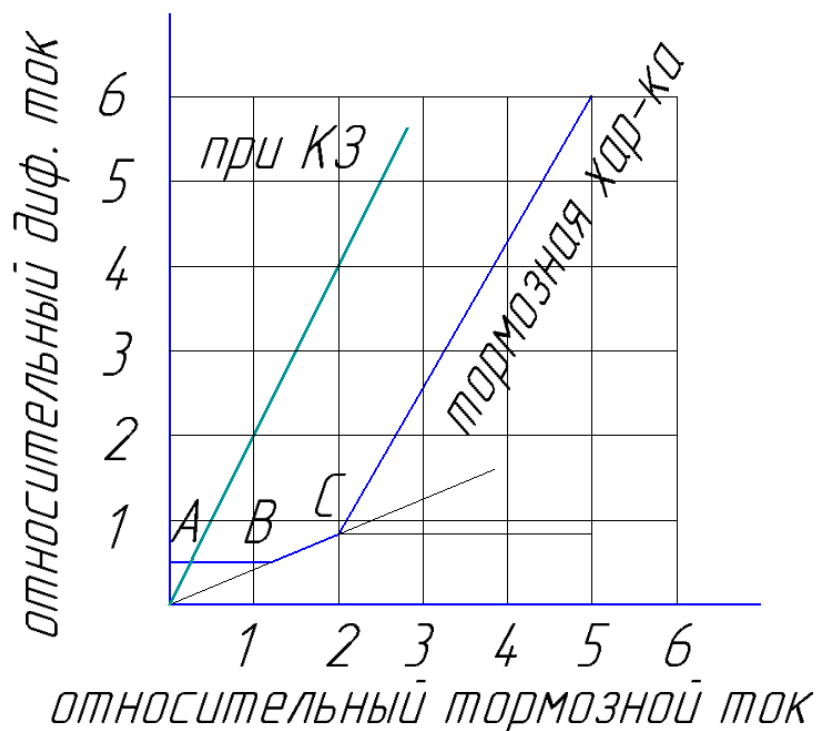


Рисунок 9.1 - Тормозная характеристика ДЗТ-2

Значение $I_{01} / I_{0аз}$ выбирается исходя обеспечения чувствительности к витковым замыканиям обмоток трансформатора. Берется в диапазоне 0,3-0,5 [18]. Примем значение 0,5.

В случае, если по трансформатору проходят сквозные токи, то дифференциальный ток определяется по формуле 9.7:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (9.7)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, равный 1,3; $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, при доле двигательной нагрузке менее 50% принимается 2,0; ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, равное 0,1; $K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, равный 1; $\Delta U_{РПН}$ - диапазон регулирования РПН, равный 0,16; $\Delta f_{добав}$ - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН, принимается 0,04.

$$I_{\text{диф}} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{скв}} = 0,52 \cdot I_{\text{скв}}.$$

Коэффициент торможения обеспечивает несрабатывание защиты при сквозных токах.

Определим коэффициент снижения тормозного тока по формуле 9.8:

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}); \quad (9.8)$$

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8.$$

Для того, чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах определяется по формуле 9.9:

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}; \quad (9.9)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)}{0,8} = 41,6 \text{ \%}.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{m2} / I_{\text{баз}}$ выбирается из учета того, чтобы в участок вошел режим номинальных нагрузок, равный 1, и режим длительных перегрузок, равный 1,3 [19]. Рекомендуемая уставка производителя $I_{m2} / I_{\text{баз}} = 2$.

Рассчитаем первую точку излома тормозной характеристики по формуле 9.10:

$$I_{m1} / I_{\text{баз}} = \frac{(I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}) \cdot 100}{K_{\text{торм}}}; \quad (9.10)$$

$$I_{m1} / I_{\text{ном}} = \frac{0,5 \cdot 100}{41,6} = 1,2.$$

При этом должно выполняться условие $I_{m2} / I_{баз} > I_{m1} / I_{баз}$.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\delta 2} / I_{\delta 1}$ по опыту фирм, использующих данную защиту, рекомендуется брать 12-15% [19, 20].

Для проверки срабатывания защиты произведем просчет относительного значения тормозного тока.

Просчитаем ток трехфазного короткого замыкания в минимальном режиме на стороне НН, приведенный к стороне ВН по формуле 9.11:

$$I_{HH.MIN}^{(3)BH} = \frac{I_{MIN}^{(3)HH}}{K_T}; \quad (9.11)$$

$$I_{HH.MIN}^{(3)BH} = \frac{6690}{115 / 10,5} = 610,8 \text{ A.}$$

Найдем ток двухфазного КЗ по формуле 9.12:

$$I_{HH \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{HH.MIN}^{(3)BH}; \quad (9.12)$$

$$I_{HH \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 610,8 = 529 \text{ A.}$$

Определим относительное значение дифференциального тока по формуле 7.13:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = \frac{I_{HH \min}^{(2)}}{I_{\text{ном}}}; \quad (7.13)$$

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} = \frac{529}{80,4} = 6,57.$$

Определим относительное значение тормозного тока реле по формуле 7.14:

$$I_{\text{торм}} / I_{\text{ном}} = 0,5 \cdot I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} ; \quad (7.14)$$

$$I_{\text{торм}} / I_{\text{ном}} = 0,5 \cdot 6,57 = 3,29.$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной защиты ДЗТ-2 по формуле 9.15:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}}{I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}} ; \quad (9.15)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,57}{0,5} = 13,4.$$

Следует, коэффициент чувствительности удовлетворяет ПУЭ.

9.3 Расчёт уставок токовой отсечки защиты трансформатора

Токовая отсечка контролирует фазные токи на стороне ВН трансформатора. Она предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий и отстраивается от максимального внешнего тока короткого замыкания, найденного по формуле 9.2.

Определим ток токовой отсечки по формуле 9.16:

$$I_{\text{то}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НН max}}^{(3)} ; \quad (9.16)$$

$$I_{\text{то}} = 1,3 \cdot 704 = 916 \text{ A.}$$

Рассчитаем ток срабатывания реле токовой отсечки по формуле 9.17:

$$I_{\text{р.то}} = \frac{I_{\text{то}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} ; \quad (9.17)$$

$$I_{p.mo} = \frac{916 \cdot 1}{500 / 5} = 9,16 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН варьируется в диапазоне от 0,4 до 200 А с шагом 0,01 А [20]. Исходя из рассчитанного значения, примем ток срабатывания реле, равным 10,8.

Найдем действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле 9.18:

$$I_{сз.мо} = \frac{I_{p.mo} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{сх}}; \quad (9.18)$$

$$I_{сз.мо} = \frac{9,16 \cdot 500 / 5}{1} = 917 \text{ A.}$$

Для определения коэффициента чувствительности необходимо рассчитать двухфазный минимальный ток короткого замыкания на стороне ВН.

Найдем его по формуле 9.19:

$$I_{ВН \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{ВН \min}^{(3)}; \quad (9.19)$$

$$I_{ВН \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7870 = 6815 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности в соответствии с ПУЭ должен быть равен или больше 2 [3]. Определим коэффициент чувствительности по формуле 9.20:

$$K_{\eta} = \frac{I_{ВН \min}^{(2)}}{I_{мо}}; \quad (9.20)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6816}{917} = 7,4.$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки с использованием устройства «Сириус-Т» удовлетворяет условию.

Токовая отсечка будет срабатывать только при повреждении самого трансформатора, поэтому выдержку времени примем равной $t_{\text{ТО}} = 0,1 \text{ с}$.

9.4 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора

Максимальная токовая защита используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий. Применяется в качестве резервной защиты трансформатора. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки в максимальном режиме.

Определим максимальный ток нагрузки по формуле 9.21:

$$I_{\text{наг.ВН}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{наг.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}}; \quad (9.21)$$

$$I_{\text{наг.ВН}}^{\text{max}} = \frac{21670}{\sqrt{3} \cdot 115} = 108,6 \text{ А}.$$

Рассчитаем ток срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле 9.22:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зан}}}{K_{\text{г}}} \cdot I_{\text{наг.ВН}}^{\text{max}}; \quad (9.22)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, равный 1,3 [22]; $K_{\text{зан}} = 1,5$ [22]; $K_{\text{г}} = 0,92$ для блока защит устройства «Сириус-Т».

$$I_{MT3} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 108,6 = 230,1 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ определим по формуле 9.23:

$$I_{cp.MT3} = \frac{I_{MT3} \cdot K_{cx}}{K_{TT.BH}}; \quad (9.23)$$

$$I_{cp.MT3} = \frac{230,1 \cdot 1}{500 / 5} = 3,98.$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН варьируется в диапазоне от 0,4 до 200 А с шагом 0,01 А. Исходя из рассчитанного значения, примем ток срабатывания реле, равным 3,99.

Далее рассчитаем действительный ток срабатывания МТЗ по формуле 9.24:

$$I_{MT3} = \frac{I_{cp.MT3} \cdot K_{TT.BH}}{K_{cx}}; \quad (9.24)$$

$$I_{MT3} = \frac{3,99 \cdot 500 / 5}{1} = 230,6 \text{ A.}$$

Проверим коэффициент чувствительности МТЗ-2 ВН. Для этого применим двухфазный максимальный ток короткого замыкания на стороне НН.

Коэффициент чувствительности рассчитывается по формуле 9.25:

$$K_q = \frac{I_{HH \min}^{(2)}}{I_{MT3}}; \quad (9.25)$$

Минимальный ток короткого замыкания на стороне НН рассчитывается по формуле 9.26:

$$I_{HH \min}^{(2)} = \frac{I_{HH \min}^{(3)}}{K_T}; \quad (9.26)$$

$$I_{HH \min}^{(2)} = \frac{6690}{115 / 10,5} = 610,8 \text{ A.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{610,8}{230,6} = 2,64.$$

Время срабатывания МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т» определяется по формуле 9.27:

$$t_{MTЗ} = t_{\max} + \Delta t; \quad (9.27)$$

где t_{\max} - максимальное время защиты линий, отходящих от РУ подстанции, примем 2с [10]; Δt - ступень селективности, равная 0,5 с.

$$t_{MTЗ} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

9.5 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки трансформатора устанавливается на питающей стороне и действует на сигналы. Для удобства использования в устройстве «Сириус-Т» устанавливаются на стороне ВН и НН. Уставки тока перегрузки рассчитываются от номинальных вторичных токов трансформатора на стороне установки защиты.

Ток перегрузки определяется по формуле 9.28.

$$I_{пер} = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{в.ном}; \quad (9.28)$$

Коэффициент отстройки $K_{отс}$ для защиты от перегрузки равен 1,05.

Коэффициент возврата возьмем из предыдущего подпункта.

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле 9.29:

$$I_{в.ном} = \frac{I_{ном}}{K_I}; \quad (9.29)$$

Определим его для стороны ВН и НН:

$$I_{в.номВН} = \frac{80,4}{500/5} = 0,8 \text{ А.}$$

$$I_{в.номНН} = \frac{880,8}{1000/5} = 4,4 \text{ А.}$$

Определим токи перегрузки для стороны ВН и НН

$$I_{пер.ВН} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 0,8 = 0,96 \text{ А.}$$

$$I_{пер.НН} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,4 = 5,2 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки больше, чем других защит. Самое длительное срабатывание просчитанных защит - это время срабатывания максимальной токовой защиты.

Время срабатывания от перегрузки в устройстве «Сириус-Т» рассчитывается по формуле 9.30:

$$t_{перезр} = t_{МТЗ} + \Delta t; \quad (9.30)$$

$$t_{\text{непер}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

10 Расчет заземления подстанции

Согласно ПУЭ расчет заземляющих устройств для сетей 110 кВ и выше производится по наибольшим допустимым значениям сопротивлений заземляющих устройств. В соответствии с п.1.8.39 [3] для электроустановок с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью сопротивление заземляющих устройств не должно превышать 0,5 Ом. Заземление выполняется с помощью сложных заземлителей.

Произведем расчет сложного заземлителя для подстанции.

Для определения наибольшего допустимого напряжения прикосновения, необходимо знать длительность воздействия. Длительность воздействия определяется по формуле 10.1:

$$\tau = t_{p.z} + t_{o.e}; \quad (10.1)$$

где $t_{p.z}$ - время действия релейной защиты; $t_{o.e}$ - полное время отключение выключателя. Данные берутся из [10].

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Для данного времени воздействия наибольшее допустимое напряжение прикосновения равно $U_{np} = 500 \text{ В}$ [5].

Для просчета коэффициента напряжения прикосновения k_{II} исходными будут следующие данные:

- длина вертикального заземлителя - $l_g = 6 \text{ м}$.
- длина горизонтальных заземлителей - $L_2 = 492 \text{ м}$.
- расстояние между вертикальными заземлителями - $a = 6 \text{ м}$.
- площадь заземляющего устройства - $S = 1462 \text{ м}^2$.
- удельное сопротивление грунта на поверхности (чернозем) - $\rho_1 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

- удельное сопротивление грунта на глубине 1 м $\rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Так как отношение $\rho_1 / \rho_2 = 1$, то $M = 0,5$ [5].

На рисунке 10.1 изобразим план заземляющего устройства.

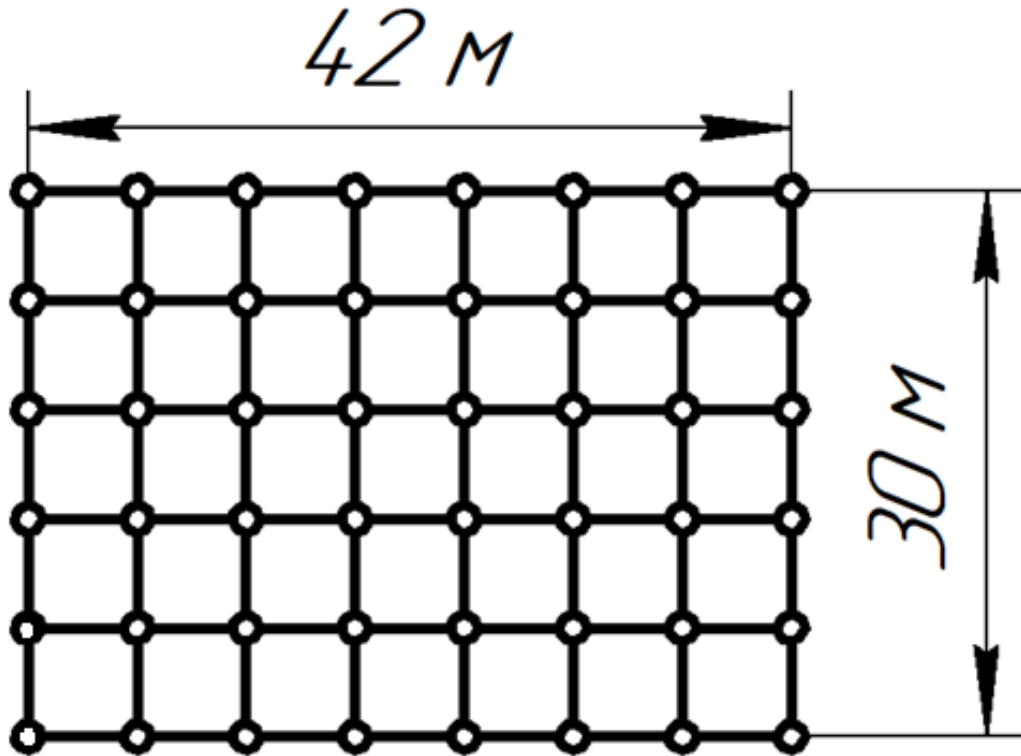


Рисунок 10.1 - План заземляющего устройства

Для определения k_{II} необходимо рассчитать коэффициент β , который зависит от сопротивления человека $R_q = 1000 \text{ Ом}$ и сопротивлению растекания тока человека $R_c = 1,5 \cdot \rho_1$.

Определим коэффициент β по формуле 10.2:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}; \quad (10.2)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 30 \cdot 1,5} = 0,95$$

Определим коэффициент напряжения прикосновения по формуле 10.3:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (10.3)$$

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,95}{\left(\frac{6 \cdot 492}{6\sqrt{1462}}\right)^{0,45}} = 0,15.$$

Рассчитаем напряжение на заземлителе по формуле 10.4:

$$U_3 = \frac{U_{np.\partial on}}{k_{II}}; \quad (10.4)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,15} = 3299 \text{ В.}$$

Определим допустимое сопротивление заземлителя по формуле 10.5:

$$R_{3.\partial on} = \frac{U_3}{I_3}; \quad (10.5)$$

где I_3 - ток трехфазного короткого замыкания.

$$R_{3.\partial on} = \frac{3299}{9098} = 0,36 \text{ Ом.}$$

Для расчета заземляющего устройства необходимо составить расчетную модель заземлителя. Модель представляет собой квадрат. Рассчитаем количество ячеек на стороне квадрата по формуле 10.6:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}}; \quad (10.6)$$

где \sqrt{S} - длина стороны модели заземлителя.

$$m = \frac{492}{2\sqrt{1462}} = 5,44.$$

Примем $m=5$.

Длина полос модели рассчитывается по формуле 10.7:

$$L_g = 2\sqrt{S}(m+1); \quad (10.7)$$

$$L_g = 2\sqrt{1462}(5+1) = 458,8 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки модели рассчитывается по формуле 10.8:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (10.8)$$

$$b = \frac{\sqrt{1462}}{5} = 7,64 \text{ м.}$$

Число вертикально расположенных заземлителей определяется по формуле 10.9:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_g}; \quad (10.9)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{1462} \cdot 4}{6} = 25,49.$$

Принимаем $n_g = 25$

Длину вертикальных заземлителей определим по формуле 10.10:

$$L_6 = l_6 n_6; \quad (10.10)$$

$$L_6 = 6 \cdot 25 = 150 \text{ м.}$$

Для определения общего сопротивления сложного заземлителя, необходимо найти относительную глубину погружения вертикальных электродов, которая рассчитывается по формуле 10.11:

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}}; \quad (10.11)$$

где t - глубина заложения заземлителей, равное 0,7 м.

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{6 + 0,7}{\sqrt{1462}} = 0,17 > 0,1.$$

В случае, когда глубина погружения вертикальных электродов больше 0,1; A рассчитывается по формуле 6.12:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right); \quad (10.12)$$

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{6 + 0,7}{\sqrt{1462}} \right) = 0,34.$$

Определим сопротивление общего заземлителя по формуле 10.13:

$$R_3 = A \frac{\rho_1}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_1}{L_2 + L_6}; \quad (10.13)$$

$$R_3 = 0,34 \frac{30}{\sqrt{1462}} + \frac{30}{492 + 150} = 0,31 \text{ Ом.}$$

Найдем напряжение прикосновения, по которой сделаем вывод, нужно ли его уменьшать путем подсыпки гравием.

Напряжение прикосновения рассчитывается по формуле 10.14:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3; \quad (10.14)$$

$$U_{np} = 0,15 \cdot 9098 \cdot 0,31 = 433 \text{ В.}$$

Напряжение прикосновения оказалось меньше допустимого, которое равняется 500 В, следовательно, никакие меры по его уменьшению не требуются.

Рассчитанное заземляющее устройство соответствует ПУЭ [3] по допустимому сопротивлению заземления.

11 Расчет молниезащиты подстанции

Перенапряжение от удара молнии может возникнуть по двум причинам: непосредственно удар молнии на оборудование подстанции и удар вблизи его. Даже несмотря на кратковременность удара молнии, ущерб для электрооборудования может быть значительным, так как разряд обладает напряжением в десятки миллионов вольт. Для защиты подстанции от ударов молний, на территории защищаемого объекта устанавливают молниеотводы [21].

Электрические подстанции относятся к специальным объектам с ограниченной опасности [22]. В зоне, где расположена подстанция «Копнино» 110/10, средняя продолжительность гроз в году равна 41 часу. Исходя из этого, примем допустимый уровень надежности от ударов молнии, равным 0,9.

На подстанции установлены два стержневых молниеотвода МОГК-25 [23] с полной высотой $h = 25$ метров.

Для расчета определим, считается ли молниеотвод двойным. Для этого рассчитаем предельное значение расстояния между стержневыми молниеприемниками L_{\max} формуле 11.1:

$$L_{\max} = 5,75 \cdot h ; \quad (11.1)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 25 = 143,7 \text{ м.}$$

Для того, чтобы молниеотвод считался двойным, $L_{\max} > L$, где L - расстояние между молниеотводами, равное 21,5 м.

Определим зону провеса, для этого рассчитаем L_c по формуле 11.2:

$$L_c = 2,5 \cdot h ; \quad (11.2)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 25 = 62,5 \text{ м.}$$

Зона провеса отсутствует, так как $L < L_c$ [5].

Определим полуширину зоны r_x на высоте h_{x1} , которая определяется высотой КРУН с жесткой ошиновкой, и равна 4,1 м.

Полуширина зоны r_x определяется по формуле 11.3:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}; \quad (11.3)$$

где h_0 - высота конуса стержневого молниеотвода; r_0 - радиус защиты на уровне земли.

Определим высоту конуса стержневого молниеотвода по формуле 11.4:

$$h_0 = 0,85 \cdot h; \quad (11.4)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 25 = 21,5 \text{ м.}$$

Определим радиус защиты на уровне земли по формуле 11.5:

$$r_0 = 1,2 \cdot h; \quad (11.5)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м.}$$

Определим полуширину зоны r_x для h_{x1} :

$$r_x = \frac{30 \cdot (21,25 - 4,1)}{21,25} = 24,21 \text{ м.}$$

Определим по формуле 11.3 полуширину зоны r_x для h_{x2} , где h_{x2} - высота порталов, равная 12 метрам:

$$r_x = \frac{30 \cdot (21,25 - 12)}{21,25} = 13 \text{ м.}$$

Схема расположения молниеотводов представлена в графической части курсового проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам реконструкции понизительной подстанции «Копнино» 110/10 кВ была увеличена ее мощность, произведена замена оборудования на более новое и технологичное, обслуживание которого будет занимать меньше времени. Реконструкция подстанции была необходима в следствие того, что понизительная подстанция «Копнино» 110/10 кВ была введена в эксплуатацию в 1977 году и до этого времени была только реконструкция стороны 110 кВ.

Произведен расчет технико-экономических показателей, по результатам которой для установки принимаются два силовых трансформатора ТДН-16000/110/10.

По результатам расчетов, токи трехфазных коротких замыканий составляют для стороны 110 кВ - 9,09 кА, для стороны 10 кВ – 7,72 А.

Взамен старого закрытого распределительного устройства установлен новый КРУ-СЭЩ-59 производства ЗАО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». В ячейках установлены выключатели ВВУ-СЭЩ 10, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ 10, трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ 10, для соединения трансформаторов с ячейками применили жесткие прямоугольные шины с сечением 100х10 мм. Все оборудование проверено на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Релейная защита силового трансформатора осуществлена на микропроцессорном терминале «Сириус-Т».

Для собственных нужд подстанции к установке приняты ТЛСЗ-СЭЩ-40кВА.

Просчитаны заземление и молниезащита подстанции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Network protection & automation guide [Электронный ресурс] // URL: <http://rpa.energy.mn/wp-content/uploads/2016/07/network-protection-and-automation-guide-book.pdf> (дата обращения: 18.12.2018).
2. Pradip K.S. Soumya D. Elements of Power Systems. 1st Edition. Boca Raton: CRC Press , 2015. 562 p.
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016. 464 с.
4. НОМЕНКЛАТУРНЫЙ КАТАЛОГ ООО «Тольяттинский Трансформатор» [Электронный ресурс] // URL: http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2016%20г.pdf (дата обращения: 10.01.2019).
5. Степкина Ю. В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 123 с.
6. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс] // URL: <https://www.elec.ru/viewer?url=/files/013/000001404/attfile/rd-153-340-20527-98.pdf> (дата обращения: 08.02.2019).
7. A New and Efficient Algorithm for Short-circuit Calculation in Distribution Networks with Distributed Generation [Электронный ресурс] // URL: https://www.researchgate.net/publication/276205782_A_New_and_Efficient_Algorithm_for_Short_-_Circuit_Calculation_in_Distribution_Networks_with_Distributed_Generation (дата обращения: 25.02.2019).
8. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения:
9. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007 : введ в действие 20.12.2007. – М. : ФСК ЕЭС, 2007. – 132 с.

- 10.Каталог КРУ-СЭЩ-59 [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspre-delitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv/> (дата обращения: 13.01.2019).
- 11.ВВУ-СЭЩ 10 кВ [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchатели/vvu-seshch-10-kv/> (дата обращения: 15.01.2019).
- 12.ТОЛ-СЭЩ 10 кВ [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения: 19.01.2019).
- 13.ЗНОЛ-СЭЩ 10 кВ [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/znol-seshch-6-10-20-35/> (дата обращения: 18.01.2019).
- 14.Каталог проходных полимерных изоляторов типа ИППУ [Электронный ресурс] // URL: http://www.insulators.ru/dl/cat_onschp.pdf (дата обращения: 09.02.2019).
- 15."Гжельский завод Электроизолятор" [Электронный ресурс] // URL: <http://insulator.ru/uploads/insulator-catalog-2017.pdf> (дата обращения: 10.01.2019).
- 16.Трансформаторы распределительные сухие с литой изоляцией типа ТЛС и ТЛСЗ, мощностью 25- 100 кВА, класс напряжения 6-10 кВ [Электронный ресурс] // URL: https://electroshield.ru/upload/iblock/56f/ti_tls_electroshield.ru.pdf (дата обращения: 20.04.2019).
- 17.СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. М: ПАО «ФСК ЕЭС», 2010. 21 с.
- 18.Blackburn J.L. Thomas J.D. Protective Relaying: Principles and Applications, Fourth Edition. Boca Raton: CRC Press , 2014. 695 p.

- 19.Сириус-Т [Электронный ресурс] // URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> (дата обращения: 17.05.2019).
- 20.Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» [Электронный ресурс] // URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius_t_versiya-3.pdf (дата обращения: 18.05.2019).
- 21.РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т» // URL: http://dspace.kgsu.ru/xmlui/bitstream/handle/123456789/2259/14_Шестаков-ДН_2011_МУ.pdf?sequence=1&isAllowed=y (дата обращения: 20.05.2019).
- 22.Farouk A.M.R. Giao N.T. High Voltage Engineering. 1st Edition. Boca Raton: CRC Press , 2017. 801 p.
- 23.СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс] // URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200034368> (дата обращения: 15.02.2019).
- 24.Молниеотвод граненый (МОГК) [Электронный ресурс] // URL: <http://www.amira.ru/products/molnieotvod-granenyj-mogk/> (дата обращения: 13.03.2019).