

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 ПС 110/10 кВ «Белоусово»

Студент

С.В. Чурянин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

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

Тольятти 2021

Аннотация

В бакалаврской работе были решены вопросы реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Белоусово».

Поскольку электрические аппараты, размещенные в открытом распределительном устройстве 110 кВ были в недавнем времени заменены на новые, причем с учетом перспективного роста нагрузки, то основные работы были сосредоточены на разработке мероприятий по реконструкции закрытого распределительного устройства 10 кВ подстанции и проверке загрузки силовых трансформаторов подстанции в нормальном и послеаварийном режимах.

Перспективная нагрузка подстанции определялась с учетом ввода в эксплуатацию новых потребителей электрической энергии. По найденному суммарному максимальному потреблению мощности потребителями подстанции была выбрана номинальная мощность силовых трансформаторов для установки на подстанции и произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов. Выбран вариант с наименьшими приведенными затратами на установку.

Рассчитаны значения токов короткого замыкания на сторонах 110 и 10 кВ подстанции. Выбрана и обоснована схема подстанции. Произведен выбор по номинальным параметрам основных электрических аппаратов для установки в ЗРУ подстанции и их проверка на динамическую и термическую устойчивость. Выбрана система оперативного тока на подстанции и рассчитаны нагрузки системы собственных нужд. По полученным значениям определена номинальная мощность трансформаторов собственных нужд. Произведен расчет уставок устройств релейной защиты силового трансформатора подстанции. Определены параметры системы заземления и молниезащиты на подстанции «Белоусово».

Всего работа выполнена на 58 страницах, содержит 7 рисунков и 10 таблиц. Графическая часть выполнена на 6 чертежах А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Кратка характеристика понизительной подстанции «Белоусово»	6
2 Расчет перспективных электрических нагрузок подстанции.....	7
3 Определение мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на подстанции «Белоусово»	10
3.1 Определение технико-экономических характеристик для варианта установки на ПС трансформаторов типа ТДН-16000/110/10	11
3.2 Определение технико-экономических характеристик для варианта установки на ПС трансформаторов типа ТДН-25000/110/10	14
4 Определение значений токов КЗ на сторонах ВН и НН подстанции «Белоусово»	17
5 Выбор схемы электрических соединений на ПС «Белоусово»	22
6 Выбор электрооборудования для установки в РУ-10 кВ подстанции «Белоусово»	24
6.1 Выбор высоковольтного выключателя.....	24
6.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	27
6.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	30
6.4 Выбор жестких шин от силового трансформатора до КРУН.....	30
6.5 Выбор изоляторов	32
7 Собственные нужды ПС «Белоусово»	33
8 Расчет уставок системы релейной защиты силового трансформатора на подстанции «Белоусово»	34
8.1 Определение уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1).....	34
8.2 Определение уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2	37
8.3 Определение уставок токовой отсечки трансформатора.....	41
8.4 Определение уставок МТЗ трансформатора на стороне высокого напряжения	43

8.5	Определение уставок защиты силового трансформатора от перегрузки.....	45
9	Расчет параметров системы заземления и молниезащиты подстанции «Белоусово»	47
	Заключение	55
	Список используемых источников.....	56

Введение

Основным предназначением электроэнергетической системы является производство электрической энергии, ее транспортировка до потребителей с наименьшими потерями и сохранением установленных показателей качества электрической энергии. Одной из важных характеристик является надежность электроснабжения, которая определяется категорией надежности электроснабжения потребителей и накладывает определенные требования к системе электроснабжения, ее архитектуре, допустимой продолжительности перерывов электроснабжения. Одним из важных аспектов обеспечения надежности электроснабжения является своевременная замена выработавших свой ресурс электрических аппаратов на подстанции на современные, более экономичные, долговечные и надежные аналоги.

Одним из ключевых элементов электроэнергетической системы являются понизительные подстанции, которые осуществляют трансформацию напряжения от значений, используемых для передачи электрической энергии на большие расстояния до величины пригодной для распределения по территории предприятия или города и последующей ее трансформации для потребления электроприемниками.

Одним из направлений, заявленных в стратегии цифровой трансформации Россетей является переход к использованию современного инновационного электрооборудования, укладываемого в концепцию IoT, когда осуществляется полный контроль за состоянием электрооборудования, дистанционное и автоматическое управление им, прогнозирование технического состояния.

Цель бакалаврской работы заключается в разработке мероприятий по реконструкции подстанции «Белоусово», направленных на обеспечение пропускной способности и обеспечение надежного электроснабжения получающих питание от нее потребителей.

1 Кратка характеристика понизительной подстанции «Белоусово»

Подстанция 110/10 кВ «Белоусово» располагается вблизи одноименного города в Жуковском районе Калужской области России. Большинство нагрузки, получающей питание от подстанции относится к жилым домам. Подстанция является тупиковой и получает питание от подстанции ФСК ЕЭС 220/110/10 кВ «Мирная». Расположение подстанции и область электроснабжения на интерактивной карте МРСК представлена на рисунке 1.

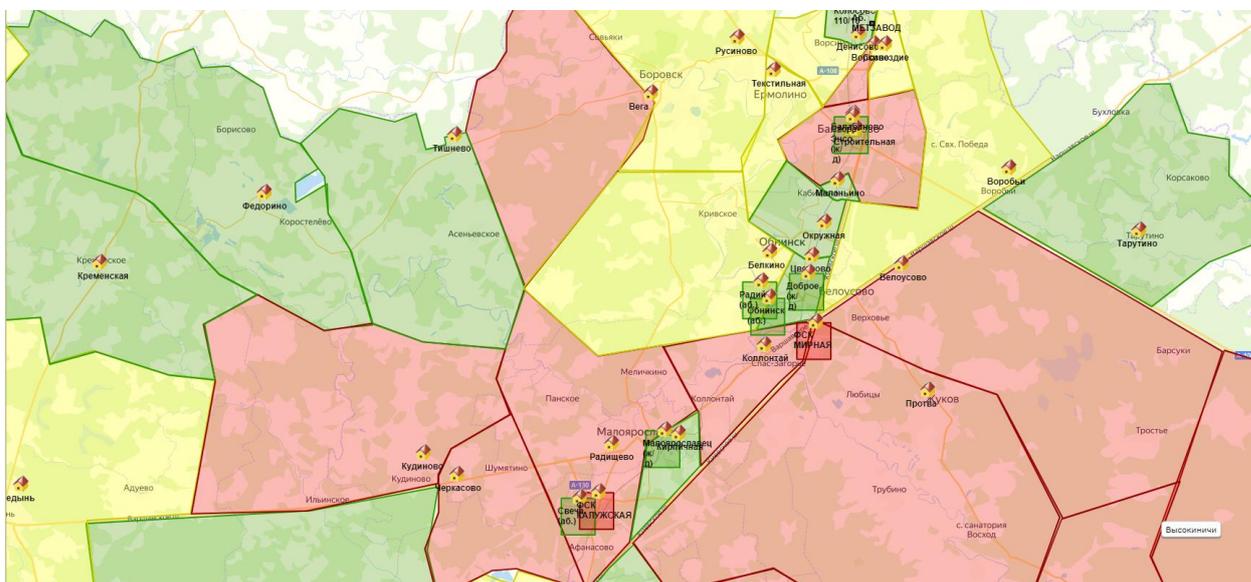


Рисунок 1 - Расположение подстанции «Белоусово» и область электроснабжения на интерактивной карте МРСК

Подстанция располагается в сельском поселении Истье и осуществляет питание деревень Верховье, Барсуки, Тростье и другие населенные пункты.

В настоящее время на ПС установлено два трансформатора типа ТМН-6300/110/10. Имеющийся резерв свободной полной мощности по данным обслуживающей организации равен 3,32 МВА.

Год ввода подстанции в эксплуатацию - 1973 год. В 2011 году осуществлена реконструкция открытого распределительного устройства подстанции 110 кВ с заменой электроаппаратов на современные.

2 Расчет перспективных электрических нагрузок подстанции

От подстанции «Белоусово» получают питание в общей сложности 619 индивидуальных жилых домов и коттеджей. Согласно нормативным документам номинальная активная нагрузка каждого дома составляет 15 кВт. Умножая удельное значение мощности на количество домов получаем суммарную нагрузку жилого фонда равную 9,28 МВт, со средневзвешенным коэффициентом мощности $\cos \phi_n = 0,9$.

Находим значение расчетной полной мощности потребителей подстанции:

$$S = \frac{P_i}{\cos \phi_i} \quad (1)$$

Для жилой нагрузки:

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

Планируемая активная мощность нагрузки строящегося сельхозкомбината составит 10 МВт, при значении коэффициента мощности равным 0,88, значение полной мощности составит:

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

Суммарное значение полной мощности потребителей подстанции после выхода их на максимальную мощность составит:

$$S_{\max}^{ПС} = S_n + S_k = 10,31 + 11,36 = 21,67 \text{ МВА.} \quad (2)$$

Выполним расчеты потребления электрической энергии отдельными потребителями подстанции за год:

$$W_n = P_n \cdot \sum P_{in} \cdot t_{in} \quad (3)$$

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

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

Складывая полученные значения найдем суммарное годовое потребление электрической энергии по подстанции:

$$W_{ПС} = W_{(n)} + W_{(к)} \quad (4)$$

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

Определим число часов использования максимума нагрузки по подстанции:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} \quad (5)$$

где $P_{\max ПС}$ - суммарное значение максимальной активной мощности потребляемой жилой нагрузкой и сельхозкомбинатом

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

Определим значение коэффициента заполнения годового графика нагрузки подстанции «Белоусово»:

$$K_{зан} = \frac{T_m}{8760} \quad (6)$$

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

На рисунке 2 приведены годовые графики нагрузки жилого сектора и сельхозкомбината, а также суммарное значение полной мощности потребителей подстанции.

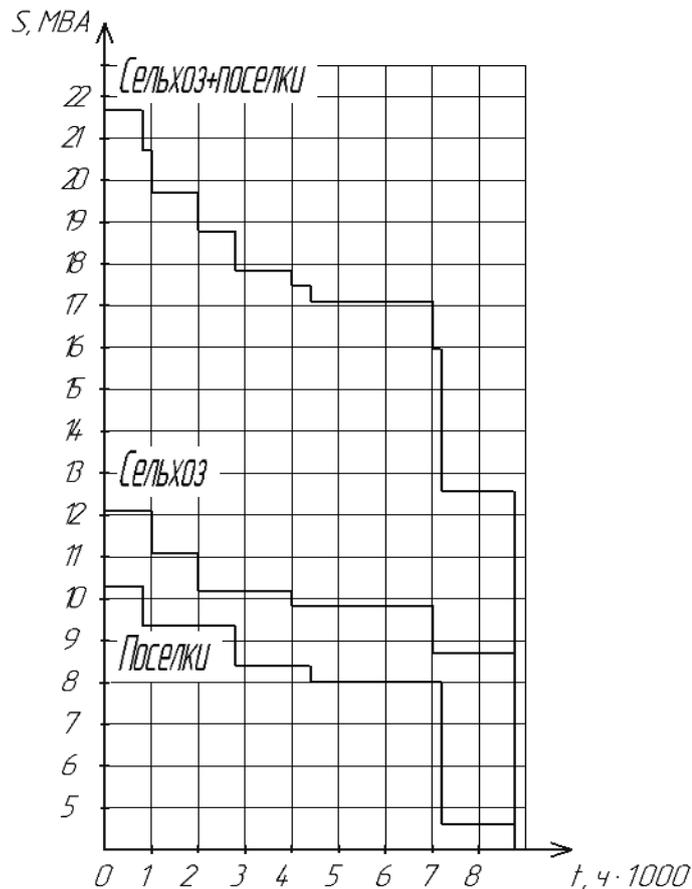


Рисунок 2 - Годовые графики нагрузки жилого сектора и сельхозкомбината, а также суммарное значение полной мощности потребителей подстанции

В разделе были определены нагрузки подстанции «Белоусово», включая перспективную нагрузку строящегося сельхозкомбината, показатели годового графика нагрузки и объемы годового потребления электрической энергии.

3 Определение мощности силовых трансформаторов, устанавливаемых на подстанции «Белоусово»

Потребители подстанции относятся ко второй и третьей категориям по надежности электроснабжения, поэтому к установке на подстанции принимаются 2 силовых трансформатора.

Поскольку в нормативных документах допускается перегрузка оставшегося в работе в аварийном режиме силового трансформатора на 40%, то значение номинальной мощности одного трансформатора может быть определено как:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max ПС} \quad (7)$$

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot 21,67 = 15,17 \text{ МВА.}$$

По определенному значению выбираем трансформаторы большей номинальной мощности - ТДН-16000/110/10 и следующий по шкале номинальных мощностей - ТДН-25000/110/10.

В таблице 1 указываем паспортные технические данные выбранных трансформаторов.

Таблица 1 - Паспортные технические данные выбранных трансформаторов ТДН-16000/110/10 и ТДН-25000/110/10

Технические характеристики	Трансформатор ТДН-16000/110/10	Трансформатор 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

3.1 Определение технико-экономических характеристик для варианта установки на ПС трансформаторов типа ТДН-16000/110/10

Найдем значение потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе подстанции на холостом ходу:

$$Q_X = \frac{I_{XX, \%} \cdot S_{ном.Т}}{100} \quad (8)$$

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

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе подстанции на холостом ходу:

$$P'_X = \Delta P_{XX} + k_{III} \cdot Q_X; \quad (9)$$

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

Найдем значение потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе подстанции в режиме КЗ:

$$Q_K = \frac{U_{к.в} \cdot S_{ном.Т}}{100} \quad (10)$$

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

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе подстанции в режиме КЗ:

$$P'_K = \Delta P_K + k_{III} \cdot Q_K \quad (11)$$

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

Суммарные годовые потери электрической энергии во всех трансформаторах подстанции:

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.вi}^2 \cdot T_i \right) \quad (12)$$

Полученные данные по потерям электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции в различных режимах работы сводим в таблицу 2.

Таблица 2 - Полученные данные по потерям электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции ТДН-16000/110/10 в различных режимах работы

i	$S_{вi},$ МВА	n_i	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ кВт·ч	$k_{з.вi}$	$\Delta W_{к.вi},$ кВт·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
				$\Delta W_{ПС} = 1013664 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$		

Определим значение приведенных затрат для варианта установки трансформаторов ТДН-16000/110/10 на подстанции.

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_0 + I_{\text{э}} \quad (13)$$

Цена 1 кВт·ч электрической энергии составляет $C_{\text{э}} = 3,11 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

Находим стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции «Белоусово» за год:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}} \quad (14)$$

$$I_{\text{э}} = 1013664 \cdot 3,11 = 3152495 \text{ руб.}$$

Величина годовых отчислений находится как:

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K \quad (15)$$

Стоимость двух силовых трансформаторов по данным производителя составляет $K = 18200000 \text{ руб.}$

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

Находим значение приведенных затрат по варианту с установкой трансформаторов типа ТДН-16000/110/10 на подстанции:

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

В следующем подпункте работы выполняем аналогичные расчеты для варианта размещения трансформаторов ТДН-25000/110/10 на подстанции.

3.2 Определение технико-экономических характеристик для варианта установки на ПС трансформаторов типа ТДН-25000/110/10

Найдем значение потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе подстанции на холостом ходу:

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

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе подстанции на холостом ходу:

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

Найдем значение потерь реактивной мощности в силовом трансформаторе подстанции в режиме КЗ:

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

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе подстанции в режиме КЗ:

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

Суммарные годовые потери электрической энергии во всех трансформаторах подстанции находим по формуле 11.

Полученные данные по потерям электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции в различных режимах работы сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Полученные данные по потерям электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции ТДН-25000/110/10 в различных режимах работы

i	$S_{ei},$ 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	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
				$\Delta W_{ПС} = 879730 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$		

Определим значение приведенных затрат для варианта установки трансформаторов ТДН-25000/110/10 на подстанции.

Находим стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции «Белоусово» за год:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\text{э}} \quad (16)$$

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

Стоимость двух силовых трансформаторов по данным производителя составляет $K = 24500000 \text{ руб.}$

Величина годовых отчислений находится как:

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

Находим значение приведенных затрат по варианту с установкой трансформаторов типа ТДН-25000/110/10 на подстанции:

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

По полученным значениям можно сделать вывод, что приведенные затраты для варианта установки на подстанции трансформаторов ТДН-16000/110/10 составляют приблизительно 7,6 млн.руб., в то время как приведенные затраты для варианта установки на подстанции трансформаторов ТДН-25000/110/10 составляют приблизительно 8,7 млн.руб, что на 15% превышает затраты в первом варианте, который и принимаем для установки на подстанции «Булуосово». Кроме того, первый вариант обладает меньшими годовыми потерями электроэнергии, что обеспечивает ему дополнительное преимущество.

4 Определение значений токов КЗ на сторонах ВН и НН подстанции «Белоусово»

Определение значений токов КЗ выполняется для последующей проверки выбранных электрических аппаратов. Определяем максимальное значение тока короткого замыкания, которое как правило наблюдается при трехфазном КЗ. Расчетная сема подстанции «Белоусово» и построенная для нее схема замещения изображены на рисунках 3 и 4 соответственно.

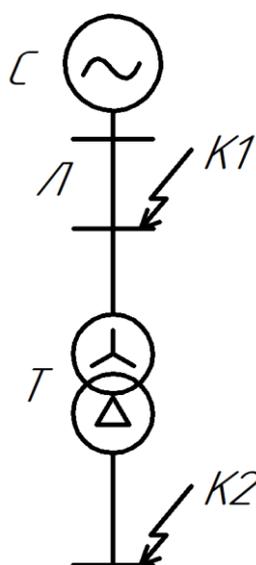


Рисунок 3 - Расчетная сема подстанции «Белоусово» для определения токов КЗ

Предварительно, находим значения сопротивлений, входящих в схему элементов.

Исходными данными, предоставленными электроснабжающей организацией являются:

- $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$;
- $S_k = 2100 \text{ МВА}$;
- $S_k = 10,5 \%$ [4];
- $l = 6 \text{ км}$;

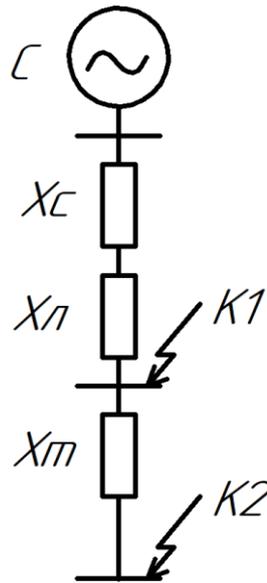


Рисунок 4 - Схема замещения для определения токов КЗ

Найдем значение сопротивления внешней системы:

$$x_{\sigma,c}^* = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} \quad (17)$$

$$x_{\sigma,c}^* = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{2100} = 0,48$$

Найдем значение сопротивления высоковольтной питающей линии электропередачи:

$$x_{\sigma,l}^* = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} \quad (18)$$

где $x_{y\delta}$ - значение погонного сопротивления фазного провода линии электропередачи;

U_{cp} - базисное напряжение.

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

Находим суммарное значение сопротивления цепи до точки короткого замыкания К1, которое складывается из сопротивления внешней системы и сопротивления линии электропередачи [6, 7]:

$$x_{рез(\sigma)1}^* = x_{\sigma,c}^* + x_{\sigma,l}^* \quad (19)$$

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

Определяем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (20)$$

Находим значение на стороне высокого напряжения подстанции:

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

Значение сверхпереходной ЭДС принимается равным 1.

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{\sigma}^{*''}}{x_{рез(\sigma)1}^*} \cdot I_{\sigma}; \quad (21)$$

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

Значение ударного коэффициента по справочным данным для стороны ВН подстанции принимаем равным $K_{y\delta} = 1,8$.

Находим значение ударного тока КЗ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\delta}; \quad (22)$$
$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,09 \cdot 1,8 = 23,16 \text{ кА.}$$

Точка К2 находится за силовым трансформатором, для которого определяем значение индуктивного сопротивления:

$$x_{\delta,m}^* = \frac{U_{к,\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{номТ}} \quad (23)$$

где $U_{к}$ - напряжение КЗ, принимаемое по справочным данным.

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

Находим суммарное значение сопротивления цепи до точки короткого замыкания К1, которое складывается из сопротивления внешней системы, сопротивления линии электропередачи и силового трансформатора подстанции [6, 7]:

$$x_{рез(\delta)2}^* = x_{\delta,c}^* + x_{\delta,l}^* + x_{\delta,m}^*; \quad (24)$$
$$x_{рез(\delta)2}^* = 0,47 + 0,07 + 6,56 = 7,11.$$

Определяем значение базисного тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора подстанции по формуле:

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

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в точке К2 в начальный момент времени:

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

Значение ударного коэффициента по справочным данным для стороны НН подстанции принимаем равным $K_{y\delta} = 1,9$.

Находим значение ударного тока КЗ:

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

Таким образом, в данном разделе были определены значения трёхфазного тока короткого замыкания и ударного тока КЗ на стороне ВН и НН силового трансформатора подстанции «Белоусово», данные значения будут использованы в следующих разделах работы для проверки выбранного электрооборудования.

5 Выбор схемы электрических соединений на ПС «Белоусово»

Основным требованием, предъявляемым к схеме электрической подстанции, является обеспечение надежного электроснабжения потребителей при соблюдении требований к безопасности обслуживающего персонала.

Для достижения этих целей и для унификации используемых на подстанциях схем был разработан ряд типовых схем, который нашел отражение в нормативных документах – стандартах организации.

Федеральной сетевой компанией были разработаны типовые принципиальные схемы для распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ, которые были сведены в стандарт СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [8].

Понизительная подстанция «Белоусово» выполнена на номинальные напряжения ВН и НН 110 и 10 кВ соответственно и по своему положению в электроэнергетической системе является тупиковой. Питание подстанции осуществляется по двум воздушным линиям электропередачи напряжением 110 кВ. Для применения на тупиковой подстанции имеющей два силовых трансформатора в стандарте СТО 56947007- 29.240.30.010-2008 рекомендуется применение схемы 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Опыт эксплуатации данной схемы на подстанции «Булоусово» и других подобных подстанциях доказал ее высокую надежность, простоту выполнения переключений и экономичность. На стороне 10 кВ применяется одиночная секционированная система сборных шин. На рисунке 5 приведена принципиальная электрическая схема подстанции «Белоусово».

Таким образом, в разделе были выбраны принципиальные схемы для применения в распределительных устройствах 110 и 10 кВ подстанции.

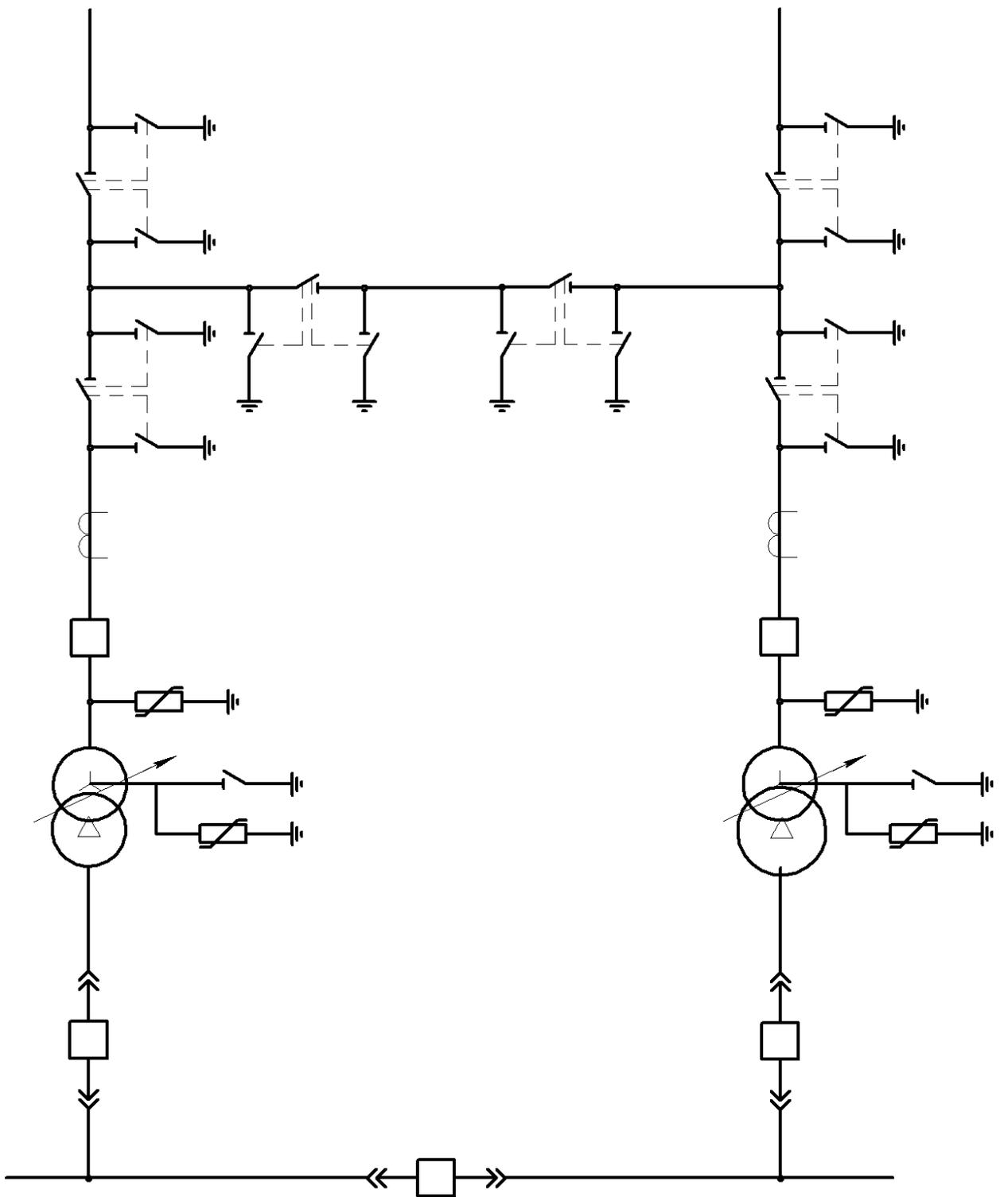


Рисунок 5 - Принципиальная электрическая схема подстанции «Белусово»

6 Выбор электрооборудования для установки в РУ-10 кВ подстанции «Белоусово»

Выбор электрических аппаратов производится по расчетному значению тока и номинального напряжения в месте установки аппарата, а проверка осуществляется по термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания, а для коммутационных аппаратов еще и по способности отключать максимальные значения токов короткого замыкания. На подстанции отсутствует отдельное помещение ЗРУ, поэтому все аппараты на стороне 10 кВ размещаются в КРУН типа КРУ-СЭЩ-59 ХЛ1, выпускаемое ЗАО «Электрощит-ТМ Самара» [9].

6.1 Выбор высоковольтного выключателя

Для размещения в КРУ-СЭЩ-59 выбираем вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10 [10].

Определим значение расчетного номинального тока силового трансформатора на стороне 10 кВ:

$$I_{ном.дл} = 1,4 \cdot \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (25)$$

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

Выбираем номинальный ток выключателя ближайшим большим найденного значения, принимаем к установке выключатель ВВУ-СЭЩ-10/1600.

Проверим выбранный выключатель на отключение симметричного тока короткого замыкания:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном} \quad (26)$$

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

Проверим на способность отключить аperiodическую составляющую тока КЗ, для этого найдем допустимое значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (27)$$

В расчетах принимаем собственное время срабатывания высоковольтного выключателя равным 0,03с [10], а время действия устройств РЗ равным 0,01с.

Определим значение τ :

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.v.} \quad (28)$$

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

Для расчетов стороне 10 кВ подстанции принимаем значение T_a равным 0,12 с.

Допустимое значение аperiodической составляющей тока КЗ по 6.3:

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

Выполним проверку на способность выключателя отключить аperiodическую составляющую тока КЗ:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a.ном} \quad (29)$$

Определим номинальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha,\tau} = (\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{нор}}}{100}) \cdot I_{\text{откл.ном}} \quad (30)$$

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

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

Выбранный выключатель проходит проверку на возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Выполним проверку выключателя на электродинамическую устойчивость:

$$I_{\text{н.о}} \leq I_{\text{н.р.с}} \quad (31)$$

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

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{н.р.с}} \quad (32)$$

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

Выполним проверку выключателя на термическую устойчивость. Определим значение интеграла Джоуля:

$$B_{\kappa} = (I_{\text{н.о}})^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{р.з.}} + T_a) \quad (33)$$

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

Для прохождения проверки на термическую стойкость должно выполняться условие $B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$, где I_T - справочное значение трехсекундного тока термической стойкости.

Полученные результаты выбора и проверки высоковольтного выключателя 10 кВ заносим в таблицу 4.

Таблица 4 - Результаты выбора и проверки высоковольтного выключателя 10 кВ

Данные, полученные в результате расчетов	Данные производителя выключателя
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{сети.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.дл} = 1233 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{н,о}^3 = 7,72 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 9,21 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{н.т} + I_{а.т} =$ $= \sqrt{2} \cdot 7,72 + 9,21 = 20,12 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \left(1 + \frac{40}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 39,59 \text{ кА}$
$I_{н,о}^3 = 7,72 \text{ кА}$	$I_{н.р.с} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 20,76 \text{ кА}$	$i_{н.р.с} = 79 \text{ кА}$
$B_k = 9,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Для размещения в КРУН предварительно принимаем трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЦ-10.

Произведем выбор и проверку трансформатора тока.

Находим значение расчетного номинального тока силового трансформатора на стороне 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (34)$$

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

По полученному значению принимаем трансформатор тока с $I_{ном} = 1000A$.

Выполним проверку трансформатора тока на электродинамическую устойчивость:

$$i_{y\delta} \leq K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (35)$$

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

Выполним проверку трансформатора тока на термическую устойчивость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (36)$$

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

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

Полученные результаты выбора и проверки трансформатора тока 10 кВ заносим в таблицу 5.

Таблица 5 - Результаты выбора и проверки трансформатора тока 10 кВ

Данные, полученные в результате расчетов	Данные производителя трансформатора тока
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 880 \text{ А}$	$I_{ном1} = 1000 \text{ А}$
$i_{y\delta} = 20,76 \text{ кА}$	$K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 141,42 \text{ кА}$
$B_k = 9,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный ТТ прошел необходимые проверки.

Определим величину вторичной нагрузки трансформатора тока и выберем материал и сечение соединительных проводов.

Определим мощность подключенных приборов:

$Z_{2ном} = 2,5 \text{ Ом}$ - максимальное сопротивление элементов, подключенных ко вторичной обмотке для работы ТТ в классе точности 0,5S;

Нагрузкой измерительного ТТ на вводе НН силового трансформатора являются амперметр, ваттметр, варметр, счетчик активной и реактивной энергии с общей максимальной нагрузкой равной 0,84 А на фазу.

В расчетах принимаем сопротивление контактов равным $R_k = 0,1 \text{ Ом}$;

Найдем сопротивление подключенных к ТТ приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (37)$$

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

Определим максимальное допустимое сопротивление проводников к приборам:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k; \quad (38)$$

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

Протяженность провода в расчётах принимается равной 40 метрам.

Выбираем медные проводники с $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{np}}{R_{np}}; \quad (39)$$

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

По полученному значению выбираем медный провод типа ПРП 1х2,5.

6.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Для размещения в КРУН предварительно принимаем трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЦ-10. Нагрузкой измерительного ТН на вводе НН силового трансформатора являются вольтметр, ваттметр, варметр, счетчики активной энергии и реактивной энергии с общей максимальной нагрузкой равной 1,284 Вт и 1,66 вар.

Определим полную мощность приборов, подключенных ко вторичным цепям ТН:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}; \quad (40)$$
$$S_{2\Sigma} = \sqrt{1,284^2 + 1,66^2} = 2,09 \text{ ВА.}$$

Поскольку полученное значение не превышает паспортного значения в 25 ВА, то выбранный трансформатор напряжения будет функционировать в требуемом классе точности 0,5.

6.4 Выбор жестких шин от силового трансформатора до КРУН

Определим значение расчетного номинального тока силового трансформатора на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (41)$$
$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1233 \text{ А.}$$

Значение расчетного номинального тока силового трансформатора на стороне 10 кВ составляет $I_{ном} = 880,8 \text{ А}$.

Находим сечение шин по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{ном}}{j_{эк}} \quad (42)$$
$$S = \frac{880,8}{1} = 880,8 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевую шину с сечением $S = (10 \cdot 100) \text{ мм}^2$ и $I_{дон} = 1820 \text{ А}$.

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

Находим минимально допустимое сечение шины исходя из условия термической стойкости:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}; \quad (43)$$
$$S_{min} = \frac{\sqrt{9,55 \cdot 10^3}}{90} = 34,33 \text{ мм}^2.$$
$$S_{min} = 34,33 \text{ мм}^2 < S = 880,8 \text{ мм}^2.$$

В результате расчетов электродинамической стойкости было получено $\sigma_{раб} = 1,05 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$.

Полученные результаты показывают, что собственная частота колебаний шин превышает 200 Гц и не может привести к возникновению механического резонанса.

6.5 Выбор изоляторов

Принимаем опорные изоляторы типа ШОП-10-1/100 с высотой $H_{из} = 400$ мм.

Найдем максимальную нагрузку на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot \kappa_{\phi} \cdot \kappa_{расч} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} \quad (44)$$

В расчетах принимаем $a=0,8$ м; $\kappa_{\phi}=0,75$; $\kappa_{расч}=1,25$; $l_{из}=0,5$ м.

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

Определим допустимое значение:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H_{из} + b + \frac{h}{2}} \quad (45)$$

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

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

Выбранные опорные изоляторы прошли проверку по нагрузкам.

В данном разделе были выбраны по номинальным параметрам и проверены на стойкость к токам КЗ основные электрические аппараты, применяемые в КРУН 10 кВ подстанции «Белоусово».

7 Собственные нужды ПС «Белоусово»

Питание электроприемников, располагающихся на подстанции осуществляется от специальных трансформаторов собственных нужд. К этим электроприемникам относятся оперативные цепи, системы защиты и автоматики, приводы высоковольтных выключателей и разъединителей, обогрев, освещение и т.д. Мощность трансформаторов СН находится по нагрузке запитанных от них потребителей.

Согласно [3] при установке на подстанции двух силовых трансформаторов, на ней также размещается два трансформатора собственных нужд. В таблице 6 приведены основные электроприемники подстанции.

Таблица 6 - основные электроприемники подстанции

Электроприемники СН	Рном, кВт
Система охлаждения СТ	
Трансформатор ТДН-16000/110/10	5,0
Системы обогрева и освещения	
Выключатель ВГТ-110	1,8
Разъединитель РГ-110	0,6
Обогрев шкафа РЗ	6,0
Система наружного освещения	10
Обогрев шкафов КРУН 10 кВ	1,0
Электроотопление помещений	20
Сумма мощностей	44,4
При коэффициенте загрузки трансформатора $K_z = 0,7$	
Расчетная мощность ТСН	31,08

В результате определения суммарных нагрузок системы собственных нужд подстанции с учетом нормативного коэффициента загрузки выбираем два силовых трансформатора типа ТЛСЗ-СЭЩ мощностью 40 кВА каждый [15]. На подстанции применяется система постоянного оперативного тока.

8 Расчет уставок системы релейной защиты силового трансформатора на подстанции «Белоусово»

«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].

Выполним расчеты уставок релейной защиты силового трансформатора подстанции, основанной на применении микропроцессорного устройства «Сириус-Т», выпускаемого ЗАО «Радиус Автоматика» [18].

В настоящее время при проектировании и реконструкции систем РЗА подстанций используют современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики.

8.1 Определение уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)

Исходные данные, необходимые для расчета приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Сводные данные для расчета

Тип силового трансформатора на ПС	ТДН - 16000/110/10
Схемы соединения обмоток на сторонах: - ВН - НН	Y/ Δ -11 Y Δ
Схемы соединения обмоток ТТ на сторонах: - ВН - НН	 Δ Y
Номинальные значения напряжений на сторонах:	

Продолжение таблицы 7

- ВН	115 кВ
- НН	10,5 кВ
Возможный диапазон регулировки напряжения устройством РПН	±16%
Максимально допустимая кратковременная перегрузка силового трансформатора	21,67 МВА

В таблицу 8 сведем значения токов КЗ, соответствующие периодам максимальной и минимальной нагрузки в электроэнергосистеме.

Таблица 8 - Значения токов КЗ, соответствующие периодам максимальной и минимальной нагрузки в электроэнергосистеме

Точка короткого замыкания	Режим в ЭЭС	$I_{КЗ}, A$
К1	max	9330
	min	7870
Л2	max	7720
	min	6690

«Определим ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на стороне НН, приведенный к стороне ВН трансформатора» [18]:

$$I_{НН.МАХ}^{(3)ВН} = \frac{I_{МАХ}^{(3)НН}}{K_T}; \quad (46)$$

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

«Найдем максимальный ток внешнего КЗ на стороне ВН в относительных единицах» [18]:

$$I_{*кз.внешн}^{\max} = \frac{I_{HH.MAX}^{(3)BH}}{I_{ном}^{BH}} \quad (47)$$

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

«Найдем уставку дифференциальной защиты» [18]:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot I_{*кз.внешн}^{\max} \quad (48)$$

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

Принимаем большую кратность дифотсечки 7.37.

«Найдем действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки» [18]:

$$I_{диф} = I_{диф} / I_{ном} \cdot I_{ном} \quad (49)$$

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

Определим значение двухфазного тока КЗ:

$$I_{BH \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{BH \min}^{(3)} \quad (50)$$

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

«Найдем коэффициент чувствительности» [18]:

$$K_v = \frac{I_{BH \min}^{(2)}}{I_{диф}} \quad (51)$$

$$K_v = \frac{6815}{592} = 11,5.$$

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть больше 2, что соответствует полученным результатам.

8.2 Определение уставок дифференциальной защиты ДЗТ-2

«Чувствительная дифференциальная токовая защита формирует тормозные токи, которые способствуют корректному функционированию защиты защищаемого трансформатора. Для построения тормозной характеристики необходимо определить следующие уставки:

- $I_{\partial 1} / I_{баз}$ - минимальный дифференциальный ток срабатывания;
- $K_{торм}$ - коэффициент торможения;
- $I_{m2} / I_{баз}$ - точка второго излома характеристики;
- $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ - 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» [18].

Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 приведена на рисунке 6.

«Значение $I_{\partial 1} / I_{баз}$ выбирается исходя обеспечения чувствительности к витковым замыканиям обмоток трансформатора. Берется в диапазоне 0,3-0,5» [18]. Принимаем 0,5.

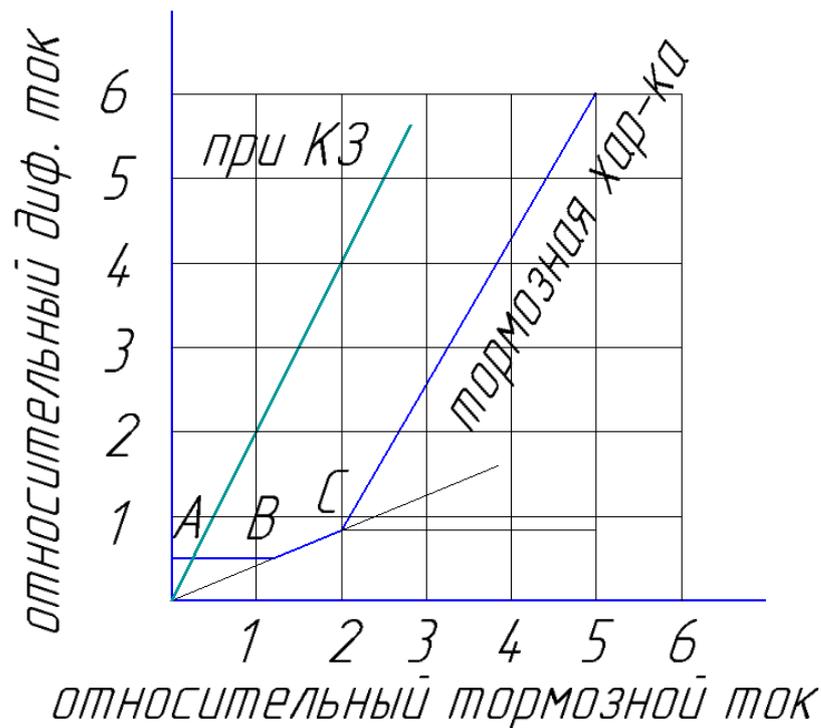


Рисунок 6 – Общий вид тормозной характеристики ДЗТ-2

При прохождении по трансформатору сквозных токов значение дифференциального тока находим:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (52)$$

«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» [18].

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

«Коэффициент торможения обеспечивает несрабатывание защиты при СКВОЗНЫХ ТОКАХ.

Определим коэффициент снижения тормозного тока» [18]:

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \quad (53)$$

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

Находим значение коэффициента торможения:

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})}{K_{\text{сн.т}}}; \quad (54)$$

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

«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]. Принимаем рекомендованное производителем значение $I_{m2} / I_{\text{баз}} = 2$.

«Определим первую точку излома тормозной характеристики» [18]:

$$I_{m1} / I_{\text{баз}} = \frac{(I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}) \cdot 100}{K_{\text{торм}}}; \quad (55)$$

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

Необходимо соблюдение условия $I_{m2} / I_{\text{баз}} > I_{m1} / I_{\text{баз}}$.

«Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial z2} / I_{\partial z1}$ по опыту фирм, использующих данную защиту, рекомендуется брать 12-15%» [19, 20].

«Для проверки срабатывания защиты произведем расчет относительного значения тормозного тока.

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания в минимальном режиме на стороне НН, приведенный к стороне ВН» [18]:

$$I_{HH.MIN}^{(3)BH} = \frac{I_{MIN}^{(3)HH}}{K_T}; \quad (56)$$

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

«Определим ток двухфазного КЗ» [18]:

$$I_{HH \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{HH.MIN}^{(3)BH}; \quad (57)$$

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

«Найдем относительное значение дифференциального тока» [18]:

$$I_{\partial иф} / I_{ном} = \frac{I_{HH \min}^{(2)}}{I_{ном}}; \quad (58)$$

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

«Найдем относительное значение тормозного тока реле» [18]:

$$I_{торм} / I_{ном} = 0,5 \cdot I_{\partial иф} / I_{ном} \quad (59)$$

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

«Определим коэффициент чувствительности дифференциальной защиты ДЗТ-2» [18]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}}}{I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}}; \quad (60)$$

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

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть больше 2, что соответствует полученным результатам.

8.3 Определение уставок токовой отсечки 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.

Определим ток токовой отсечки» [18]:

$$I_{\text{мо}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НН max}}^{(3)}; \quad (61)$$

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

«Определим ток срабатывания реле токовой отсечки» [18]:

$$I_{\text{р.мо}} = \frac{I_{\text{мо}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}; \quad (62)$$

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

«Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН варьируется в диапазоне от 0,4 до 200 А с шагом 0,01 А» [20]. Принимаем значение 10,8.

«Определим действительный ток срабатывания токовой отсечки» [18]:

$$I_{сз.мо} = \frac{I_{р.мо} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{сх}}; \quad (63)$$

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

«Для определения коэффициента чувствительности необходимо рассчитать двухфазный минимальный ток короткого замыкания на стороне ВН» [18]:

$$I_{ВН \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{ВН \min}^{(3)}; \quad (64)$$

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

Определим значение коэффициента чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\eta} = \frac{I_{ВН \min}^{(2)}}{I_{мо}}; \quad (65)$$

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

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть больше 2, что соответствует полученным результатам.

8.4 Определение уставок МТЗ трансформатора на стороне высокого напряжения

«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» [18]:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}; \quad (66)$$

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

«Найдем ток срабатывания МТЗ-2 ВН» [18]:

$$I_{МТЗ} = \frac{K_{отс} \cdot K_{зан}}{K_{г}} \cdot I_{наг.ВН}^{max}; \quad (67)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимаемый 1,3;

$$K_{зан} = 1,5 [22];$$

$K_{г} = 0,92$ принимается для устройства «Сириус-Т».

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

«Найдем ток срабатывания реле МТЗ» [18]:

$$I_{ср.МТЗ} = \frac{I_{МТЗ} \cdot K_{сх}}{K_{ТТ.ВН}}; \quad (68)$$

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

«Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН варьируется в диапазоне от 0,4 до 200 А с шагом 0,01 А» [18]. Принимаем ток срабатывания реле 3,99.

«Определим действительный ток срабатывания МТЗ» [18]:

$$I_{MT3} = \frac{I_{cp.MT3} \cdot K_{TT.BH}}{K_{cx}}; \quad (69)$$

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

Выполним проверку чувствительности МТЗ-2 на стороне ВН.

Найдем значение коэффициента чувствительности:

$$K_u = \frac{I_{HH \min}^{(2)}}{I_{MT3}}; \quad (70)$$

Определяем минимальное значение тока короткого замыкания на стороне НН:

$$I_{HH \min}^{(2)} = \frac{I_{HH \min}^{(3)}}{K_T}; \quad (71)$$

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

$$K_u = \frac{610,8}{230,6} = 2,64.$$

«Определим время срабатывания МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т»» [18]:

$$t_{МТЗ} = t_{\max} + \Delta t; \quad (72)$$

«Где t_{\max} - максимальное время защиты линий, отходящих от РУ подстанции, примем 2с» [10];

Δt - ступень селективности, которая принимается в расчетах равной 0,5 с.

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

8.5 Определение уставок защиты силового трансформатора от перегрузки

«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» [18].

Найдем значение тока перегрузки:

$$I_{\text{пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{е}}} \cdot I_{\text{в.ном}}; \quad (73)$$

Коэффициент отстройки $K_{\text{отс}}$ в расчете защиты СТ от перегрузки принимается равным 1,05.

Коэффициент возврата принимается по данным из предыдущего подпункта расчетов.

«Найдем вторичный ток в плечах защиты» [18]:

$$I_{\text{в.ном}} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{I}}}; \quad (74)$$

на сторонах высокого и низкого напряжения трансформатора:

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

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

«Найдем токи перегрузки для сторон ВН и НН» [18]:

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

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

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

Найдем время срабатывания от перегрузки в устройстве «Сириус-Т» » [18]:

$$t_{перезр} = t_{МТЗ} + \Delta t; \quad (75)$$

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

В разделе были определены уставки срабатывания микропроцессорной защиты силового трансформатора подстанции «Сириус-Т», коэффициенты, задаваемые при программировании блока и выполнена проверка коэффициентов чувствительности.

9 Расчет параметров системы заземления и молниезащиты подстанции «Белоусово»

«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 ПУЭ для электроустановок с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью сопротивление заземляющих устройств не должно превышать 0,5 Ом. Заземление выполняется с помощью сложных заземлителей» [1].

Определим параметры сложного заземлителя.

С целью нахождения максимального допустимого значения напряжения прикосновения предварительно определим продолжительность нахождения под напряжением:

$$\tau = t_{p.з} + t_{o.б} \quad (76)$$

где $t_{p.з}$ - время быстрого действия релейной защиты;

$t_{o.б}$ - полное время срабатывания высоковольтного выключателя.

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

Данному значению соответствует допустимое напряжение прикосновения $U_{np} = 500 \text{ В}$ [5].

Исходные данные для расчетов:

- принимаем длину вертикального заземлителя равной $l_g = 6 \text{ м}$.
- принимаем длину горизонтальных заземлителей равной периметру защищаемого объекта $L_z = 492 \text{ м}$.
- принимаем расстояние между смежными вертикальными заземлителями равным $a = 6 \text{ м}$.

- исходя из данных параметров площадь заземляющего устройства составит $S = 1462 \text{ м}^2$.

- значение удельного сопротивления грунта на поверхности и на глубине 1м составляет $\rho_1 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ соответственно.

План заземляющего устройства приведен на рисунке 7.

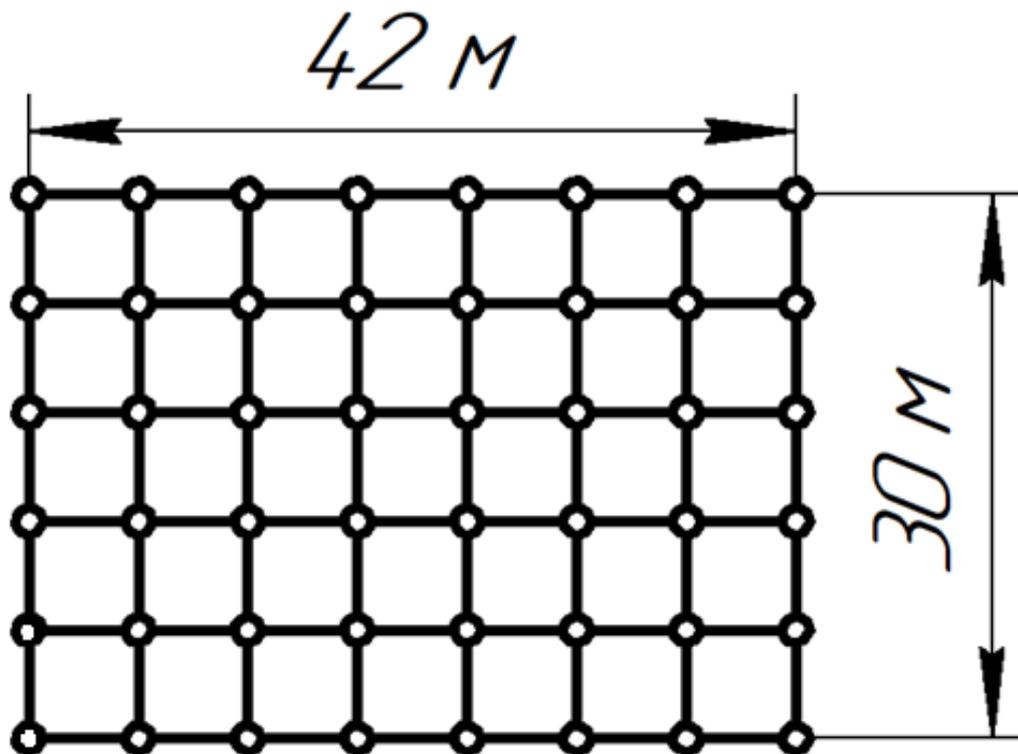


Рисунок 7 - План заземляющего устройства подстанции

Найдем значение коэффициента β :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (77)$$

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

«Найдем коэффициент напряжения прикосновения» [23]:

$$k_{II} = \frac{M \beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (78)$$

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

«Определим напряжение на заземлителе» [23]:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{k_{II}} \quad (79)$$

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

«Найдем допустимое сопротивление заземлителя» [23]:

$$R_{3.дон} = \frac{U_3}{I_3} \quad (80)$$

где I_3 - максимальное значение тока трехфазного КЗ.

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

Составляем расчетную модель заземлителя, которая представляет собой квадрат со сторонами:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} \quad (81)$$

где \sqrt{S} - длина одной стороны модели заземлителя, определяема по общей площади ПС.

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

Принимаем значение $m=5$.

«Найдем длину полос модели» [23]:

$$L_g = 2\sqrt{S}(m+1) \quad (82)$$

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

«Определим длину стороны ячейки модели» [23]:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (83)$$

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

«Число вертикально расположенных заземлителей» [23]:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_g} \quad (84)$$

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

В дальнейших расчетах принимаем $n_g = 25$

«Находим длину вертикальных заземлителей» [23]:

$$L_g = l_g n_g \quad (85)$$

$$L_g = 6 \cdot 25 = 150 \text{ м.}$$

Определяем относительную глубину заложения вертикальных электродов:

$$\frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \quad (86)$$

где t - глубина заложения высшей точки вертикального заземлителя относительно поверхности земли.

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

Определяем значение коэффициента A :

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_e + t}{\sqrt{S}} \right) \quad (87)$$

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

Найдем сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_1}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_1}{L_2 + L_e} \quad (88)$$

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

Определяем значение напряжения прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (89)$$

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

Значение напряжения прикосновения в результате расчетов не превышает допустимого значения, таким образом дополнительные мероприятия для его снижения не предусматриваются. Кроме того, суммарное сопротивление сложного заземлителя не превышает установленного в ПУЭ значения в 0,5 Ом.

«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, как как разряд обладает напряжением в десятки миллионов вольт. Для защиты подстанции от ударов молний, на территории защищаемого объекта устанавливают молниеотводы» [21].

Исходя из карты грозовой активности, месту расположения подстанции «Белоусово» соответствует средняя годовая продолжительность гроз равная 41 час. На основании этих данных, принимаем допустимый уровень надежности от ударов молнии 0,9.

Для защиты подстанции принимаем два одиночных стержневых молниеотвода типа МОГК-25 с полной высотой устройства равной 25 метров.

Найдем предельное значение расстояния между стержневыми молниеприемниками:

$$L_{\max} = 5,75 \cdot h \quad (90)$$

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

Условие двойного молниеотвода это выполнение неравенства $L_{\max} > L$, где L - расстояние между одиночными молниеотводами на подстанции - 21,5 м.

Находим зону провеса защиты:

$$L_c = 2,5 \cdot h \quad (91)$$

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

Таким образом, зоны провеса нет, т.к. $L < L_c$ [5].

Находим полуширину зоны защиты молниеотвода r_x на высоте h_{x1} , соответствующей высоте защищаемого КРУН и жесткой ошиновки.

Полуширина зоны защиты r_x равна:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (92)$$

«где h_0 - высота конуса стержневого молниеотвода;

r_0 - радиус защиты на уровне земли» [21].

Находим высоту конуса стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (93)$$

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

Находим радиус защиты на поверхности земли:

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (94)$$

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

Находим полуширину зоны защиты r_x на высоте h_{x1} :

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

На высоте порталов полуширина зоны защиты составит:

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

В данном разделе были определены параметры системы заземления подстанции, число вертикальных заземлителей равно 25. Значение напряжения прикосновения в результате расчетов не превышает допустимого значения, таким образом дополнительные мероприятия для его снижения не предусматриваются. Кроме того, суммарное сопротивление сложного заземлителя не превышает установленного в ПУЭ значения в 0,5 Ом. Для защиты подстанционного оборудования от попадания молний устанавливаются 2 стержневых молниеотвода, которые обеспечивают требуемый уровень защиты.

Заключение

Цель бакалаврской работы заключалась в разработке мероприятий по реконструкции подстанции «Белоусово», направленных на обеспечение пропускной способности и обеспечение надежного электроснабжения получающих питание от нее потребителей.

Определены нагрузки подстанции «Белоусово», включая перспективную нагрузку строящегося сельхозкомбината, показатели годового графика нагрузки и объемы годового потребления электрической энергии.

Приведенные затраты для варианта установки на подстанции трансформаторов ТДН-16000/110/10 составили приблизительно 7,6 млн.руб., в то время как приведенные затраты для варианта установки на подстанции трансформаторов ТДН-25000/110/10 составили приблизительно 8,7 млн.руб, что на 15% выше затрат в первом варианте, который и был принят для установки на подстанции «Белоусово». Кроме того, первый вариант обладает меньшими годовыми потерями электроэнергии, что обеспечивает ему дополнительное преимущество.

Определены значения трёхфазного тока короткого замыкания и ударного тока КЗ на стороне ВН и НН силового трансформатора подстанции «Белоусово».

Выбраны принципиальные схемы для применения в распределительных устройствах 110 и 10 кВ подстанции.

Выбраны по номинальным параметрам и проверены на стойкость к токам КЗ основные электрические аппараты, применяемые в КРУН 10 кВ подстанции «Белоусово».

Определены уставки срабатывания микропроцессорной защиты силового трансформатора подстанции «Сириус-Т», коэффициенты, задаваемые при программировании блока и выполнена проверка коэффициентов чувствительности. Произведен расчет параметров системы заземления и молниезащиты ПС.

Список используемых источников

1. ВВУ-СЭЩ 10 кВ [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchатели/vvu-seshch-10-kv/> (дата обращения: 15.08.2021).
2. Гжельский завод Электроизолятор [Электронный ресурс] // URL: <http://insulator.ru/uploads/insulator-catalog-2017.pdf> (дата обращения: 10.04.2021).
3. ЗНОЛ-СЭЩ 10 кВ [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/znol-seshch-6-10-20-35/> (дата обращения: 18.06.2021).
4. Каталог КРУ-СЭЩ-59 [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspre-delitelnye-ustroystva/kru-seshch-59-6-10-kv/> (дата обращения: 13.06.2021).
5. Каталог проходных полимерных изоляторов типа ИППУ [Электронный ресурс] // URL: http://www.insulators.ru/dl/cat_onschp.pdf (дата обращения: 09.05.2021).
6. Молниеотвод граненый (МОГК) [Электронный ресурс] // URL: <http://www.amira.ru/products/molnieotvod-granenyj-mogk/> (дата обращения: 13.06.2021).
7. НОМЕНКЛАТУРНЫЙ КАТАЛОГ ООО «Тольяттинский Трансформатор» [Электронный ресурс] // URL: http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2016%20г.pdf (дата обращения: 10.04.2021).
8. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016. 464 с.
9. 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-153-34-020527-98.pdf> (дата обращения: 08.06.2021).

10. 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: 18.05.2021).

11. 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: 20.05.2021).

12. Сириус-Т [Электронный ресурс] // URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> (дата обращения: 17.05.2021).

13. 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: 15.02.2021).

14. Степкина Ю. В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 123 с.

15. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008: утв. приказом ПАО «ФСК ЕЭС» 20.12.2007 : ввод в действие 20.12.2007. – М. : ФСК ЕЭС, 2007. – 132 с.

16. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. М: ПАО «ФСК ЕЭС», 2010. 21 с.

17. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения:

18. ТОЛ-СЭЩ 10 кВ [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения: 19.07.2021).

19. 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: 20.04.2021).

20. 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: 25.07.2021).

21. Blackburn J.L. Thomas J.D. Protective Relaying: Principles and Applications, Fourth Edition. Boca Raton: CRC Press , 2014. 695 p.

22. Farouk A.M.R. Giao N.T. High Voltage Engineering. 1st Edition. Boca Raton: CRC Press , 2017. 801 p.

23. 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: 18.05.2021).

24. Pradip K.S. Soumya D. Elements of Power Systems. 1st Edition. Boca Raton: CRC Press , 2015. 562 p.