

Аннотация

Тема ВКР: «Реконструкция электрической части понизительной подстанции “ВАЗ-Строительная”».

В данной работе выполнен расчет оборудования для реконструкции подстанции. Основными исходными данным, являются годовые графики нагрузок, с перспективой роста на ближайшие 10 лет. На основании этих данных выполнены расчеты нагрузок на электрической подстанции ВАЗ-Строительная, классом напряжения 110/35/6 кВ; сделан выбор количества и мощности устанавливаемых трансформаторов, выключателей, разъединителей, ОПН и другой аппаратуры.

Также в работе были рассчитаны токи КЗ на основании которых и был сделан выбор по установке тех или иных аппаратов и устройств.

Работа выполнена на 56 листах.

Содержит: 20 таблиц, 8 рисунков.

Abstract

The graduation work consists of an explanatory note on 56 pages, including 8 figures, 20 tables, and the graphic part on 6 A1 sheets.

The title of the graduation work is reconstruction and modernization of the electric part of the “VAZ-Stroitel'naja” substation.

The graduation project may be divided into several logically connected parts which are:

- Calculation of load and the power transformers choose;
- Calculation of the short-circuit currents and all the equipment choice;
- Relay protection selection and automation equipment.

The aim of the work is to provide reliability and high quality of power supply. We start with load calculation and then we choose the power transformers, circuit-breakers, disconnectors.

The next step is to calculate the short-circuit currents and to choose of all equipment which installed for our substation. The equipment is selected from manufacturers' catalogs and satisfy the requirements of reliability, quality and safety.

The final stage is the relay protection selection and automation equipment. In this graduation work only microprocessor relay protection was used.

At the end of the work, we get a fully operational substation that satisfies modern reliability requirements.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Характеристика объекта.....	7
2 Расчет нагрузок подстанции.....	8
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	10
4 Выбор электрической схемы подстанции.....	18
5 Расчет токов короткого замыкания.....	19
6 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «ВАЗ- Строительная».....	26
7 Расчет собственных нужд.....	43
8 Расчет заземления подстанции.....	44
9 Расчет релейной защиты.....	47
Заключение.....	53
Список использованных источников.....	54

Введение

Под словом подстанцией подразумевается электроустановка, которая служит для преобразования и распределения электроэнергии. Основными ее элементами являются трансформаторы, распределительные устройства, установки для управления, а также элементы для защиты и устройства для измерений.

В сетях электроснабжения используются подстанции следующих 4 основных видов:

- Узловая распределительная подстанция (УРП);
- Главная понизительная подстанция (ГПП);
- Подстанция глубокого ввода (ПГВ);
- Трансформаторный пункт (ТП)

В настоящее время на предприятиях и небольших заводах, горнодобывающих, нефте-газоперерабатывающих предприятий, стройках - широкое распространение получили комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

Также в нашей стране огромное количество тупиковых подстанций — это подстанции, получающие энергию от одной электроустановки по одной или нескольким линиям.

Кроме тупиковых существуют также ответвительные подстанции, присоединение которых осуществляется отпайкой к 1 или 2 проходящим линиям.

Проходные – это подстанции, подключение которых производится включением в рассечку одной или двух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция — это подстанция, к которой присоединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок.

Также подстанции имеют различия по назначению: потребительские и системные подстанции. На шинах последних осуществляется связь

отдельных районов энергосистемы или различных энергосистем. Как правило, это подстанции с высшим напряжением 220—750 кВ. Потребительские подстанции – это такие подстанции предназначение которых состоит в том чтобы распределять электроэнергию меж потребителями.

Прежде чем подстанции появляются на территории страны, их проектирование занимаются группы высококвалифицированных специалистов/инженеров. В задачи проектирования входят разработка электрической части, технико-экономическое обоснование принятых технических решений, перспективы и возможности дальнейшего развития станций, электрических сетей и средств управления. Однако не следует забывать, что в процессе реального проектирования решают ряд и других вопросов. К ним относятся разработка мероприятий по снижению потерь мощности и энергии в сети, релейная защита, расчёт заземляющих устройств подстанций и опор линий, средств по защите линий и подстанций от грозы. И лишь правильное совместное решение всех вышеизложенных задач даёт возможность оптимального проектирования реальных электрических сетей.

1 Характеристика объекта

Подстанция «ВАЗ-Строительная» была спроектирована в 1978. В этом же году она была введена в эксплуатацию.

Данная подстанция питает объекты промкомзоны Автозаводского района г. Тольятти. Располагается рядом с ПАО «АвтоВАЗ» на улице Борковская. Она находится под юрисдикцией компании ФСК.

Категория надежности запитанных от нее электроприемников в основном вторая.

На подстанции «ВАЗ-Строительная» на момент запуска было установлено два трансформатора типа ТДТН разной мощности. Мощность первого составляет 25000 кВА, а второго 31500 кВА. Класс напряжения 110/35/6 кВ.

Установленный ресурс, рекомендованный производителем на большинство оборудования на подстанции, является исчерпанным. Внешний и внутренний износ этого оборудования является достаточно высоким. К тому же, установленная аппаратура уже морально является устаревшей.

Данная подстанция нуждается в реконструкции, так как в перспективе развития города на ближайшие 10 лет планируется застройка площадей находящихся неподалеку от данной подстанции. В планах развития мы можем увидеть, что в данном районе предусмотрено строительство технико-заводского сектора. Это приведет к росту потребляемой мощности. И данная нагрузка ляжет на нашу подстанцию. По укрупненным расчетам доля потребляемой мощности вырастет на 36% и составит 38,5 МВА против имеющихся 28 МВА.

2 Расчет нагрузок подстанции

Для осуществления выбора количества и мощности трансформаторов понадобятся годовые графики нагрузок. Так как в районе, где расположена подстанция, в скором времени, планируется застройка то целесообразно для выбора подстанции использовать не оригинальные графики нагрузок, а графики с учетом роста нагрузки в ближайшие 10 лет. Годовой график нагрузок отображен на рисунке 1.

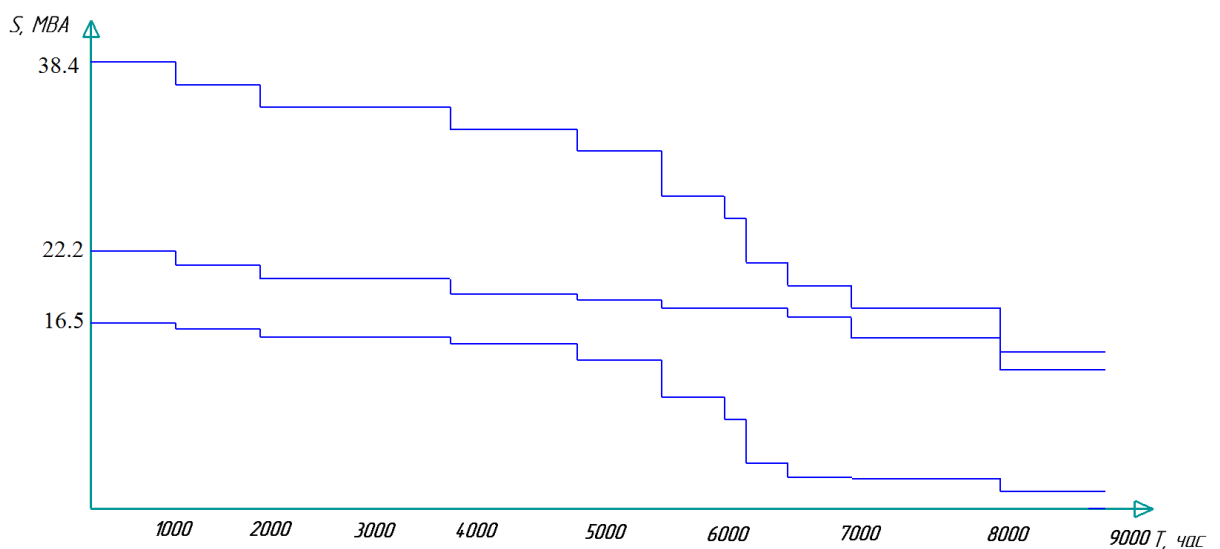


Рисунок 1 - Годовой график полной мощности

Для того чтобы определить потребляемую электроэнергию для подстанции в целом воспользуемся следующей формулой:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in} \cdot t_{in} \quad (1)$$

где: P_{in} - потребляемая активная мощность, кВт;

t_{in} - продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

$$W_{\text{пс}} = 35 \cdot 1 + 0,73 + 0,95 \cdot 0,73 + 0,9 \cdot 1,64 + 0,85 \cdot 1,09 + 0,8 \cdot 0,73 + 0,7 \cdot 0,55 + 0,65 \cdot 0,18 + 0,55 \cdot 0,37 + 0,5 \cdot 0,55 + 0,45 \cdot 1,28 + 0,35 \cdot 0,91 \cdot 10^3 = 219975 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Теперь определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{пс}}}{P_{\text{max пс}}} = \frac{219975}{35} = 6285 \text{ ч}$$

где: P_{max} - максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, МВт;
 W_{max} - максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции, МВтч.

Определяем полную мощность подстанции:

$$S_{\text{сум}} = \frac{P_{\text{пс}}}{\cos \varphi} = \frac{35}{0,91} = 38,46 \text{ МВА}$$

где: $P_{\text{пс}}$ – активная мощность потребляемая, МВт;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

В процессе проектирования или технической реконструкции подстанции, а также РУ выбор мощности силового трансформаторного оборудования осуществляется таким образом, что при плановом или аварийном отключениях одного из двух трансформаторов, оставшийся в работе мог бесперебойно осуществлять электроснабжение конечных потребителей [1].

Согласно данным по нагрузке ПС с учетом перспективы развития района на ближайшие 10 лет, а так же на основании данных о фактическом состоянии работающих трансформаторов ТДТН-110/35/6 25000 кВА и ТДТН-110/35/6 31500 кВА, надежности их работы за истекший период, техническом уровне, фактическом сроке эксплуатации в отношении к нормативному сроку службы делаем вывод о невозможности дальнейшей эксплуатации данных трансформаторов

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

3.1 Выбор типов трансформаторов

Выбор числа и мощности трансформаторов выполняется, основываясь на результатах технико-экономического расчета, исходя из расчетной нагрузки, учитывающей все максимальные мощности потребителей электрической энергии, удельной плотности нагрузок, действующих цен на электроэнергию и иных факторов. Следует учесть, что наиболее приемлемая мощность трансформаторов всегда соответствует наименьшим приведенным затратам.

При выборе на подстанции силовых трансформаторов нужно следовать определенным правилам:

1) следует использовать 3х-фазные трансформаторы или автотрансформаторы, а если такое конструктивное решение невозможно, то следует составлять группы из 1но-фазных трансформаторов;

2) при наличии уровней напряжения более двух следует использовать трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы;

3) устанавливаемые трансформаторы должны иметь встроенное устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РНП).

Для питания потребителей 1-й и 2-й категории выбирается двухтрансформаторная подстанция, для которой допустимая номинальная мощность каждого трансформатора $S_{ном.Т}$ с учетом допустимой 40% перегрузки в аварийном режиме, в общем виде, определяю по выражению:

$$S_{ном.Т} = \frac{S_{max}^{ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)} = \frac{38,46 \cdot 0,77}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 21,2 \text{ МВА}$$

где K_{1-2} – коэффициент показывающий участия потребителей первой и второй категории (0,75...0,85), $K_{1-2} = 0,77$;

Выбираем силовые трансформаторы типа ТДТН-40000/110/35/6 и ТДТН-63000/110/35/6.

Таблица 1 – Каталожные данные трансформаторов

Тип	S _{ном.Т} , кВА	Каталожные данные						
		U _к , %	U _{ном обмоток} , кВ			ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН			
ТДТН-40000/110	40000	10,75	115	38,5	6,6	100	30	0,23
ТДТН-63000/110	63000	10,8	115	38,5	6,6	135	45	0,28

3.2 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

Рассмотрим вариант с ТДТН – 40000/110

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{xx} = \frac{I_x, \%}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,23}{100} \cdot 40000 = 88 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 30 + 0,05 \cdot 88 = 34,4 \text{ кВт},$$

где: ΔP_{хх} - потери холостого хода трансформатора;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источника питания, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Найдем потери реактивной мощности в обмотке трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_k = \frac{U_k, \%}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ квар}$$

Найдём приведённые потери активной мощности к.з. обмоток трансформатора:

$$P'_k = P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k = 100 + 0,05 \cdot 4300 = 315 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_3^{ПС} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{P'_{xx}}{P'_k}} = 40 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{34,4}{315}} = 18,7 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum n_i \cdot P'_{xx} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{3,В}^2 \cdot P'_{к,В} \cdot T_i \right) \quad (2)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии приведены в таблице 2.

Таблица 2- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН – 40000/110

i	S_B , МВА	S_c , МВА	S_H , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_x , кВт·ч	$k_{з.в.}$	$k_{з.с.}$	$k_{з.н.}$	$\Delta W_{кв}$, кВт·ч	$\Delta W_{кс}$, кВт·ч	$\Delta W_{кн}$, кВт·ч
1	38,46	22,21	16,15	2	732	50362	0,96	0,56	0,4	110678	20496	34404
2	36,5	21	15,5	2	732	50362	0,91	0,53	0,39	104914	19398	33544
3	34,6	19,8	14,8	2	1643	113038	0,87	0,5	0,37	225132	41075	71429
4	32,7	18,5	14,2	2	1094	75267	0,82	0,46	0,36	141290	25162	46276
5	30,8	18	12,8	2	728	50086	0,77	0,45	0,32	88288	16380	27373
6	26,9	17,3	9,6	2	548	37702	0,67	0,43	0,24	57828	11782	15454
7	25	17,3	7,7	2	182	12522	0,63	0,43	0,19	18059	3913	4063
8	21,2	17,3	3,9	2	366	25181	0,53	0,43	0,1	30522	7869	4301
9	19,2	16,5	2,7	2	547	37634	0,48	0,41	0,07	41353	11214	4499
10	17,3	14,7	2,6	2	1278	87926	0,43	0,37	0,065	86553	23643	9761
11	13,5	12	1,5	1	910	31304	0,34	0,3	0,04	97461	27300	8554
										$\Delta W_{\text{ТС}} = 2041354$		

Найдём стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{4608}{6285} + 1,16 = 1,89 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha = 4608$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,16$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$И_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1002078 \cdot 1,89 = 1893927,4 \text{ руб}$$

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_{\text{н}} \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + И_{\text{э}} = 0,15 \cdot 19000000 + 0,094 \cdot 19000000 + 1893927,4 \\ &= 6529927,4 \text{ руб,} \end{aligned}$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов) $K = 19000000$ руб;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

Рассмотрим вариант с ТДТН – 63000/110

Рассчитаем потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.

$$Q_{\text{хх}} = \frac{I_{\text{x}}, \%}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,28}{100} \cdot 63000 = 176 \text{ квар}$$

Определим приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора используя формулу:

$$P_{xx}' = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_{xx} = 45 + 0,05 \cdot 176 = 54 \text{ кВт},$$

где: ΔP_{xx} - потери холостого хода трансформатора;

κ_{un} - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источника питания, принимаем равным 0,05 кВт/квар.

Найдем потери реактивной мощности в обмотке трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_k = \frac{U_k, \%}{100} \cdot S_{ном.Г} = \frac{10,8}{100} \cdot 63000 = 6804 \text{ квар}$$

Найдём приведённые потери активной мощности к.з. обмоток трансформатора:

$$P_k' = P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k = 135 + 0,05 \cdot 6804 = 475 \text{ кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанции:

$$S_{э}^{ПС} = S_{ном.Г} \cdot \frac{n \cdot (n - 1) \cdot P_{xx}'}{P_k'} = 63 \cdot \frac{2 \cdot (2 - 1) \cdot 54}{475} = 30 \text{ МВА}$$

Найдём потери электроэнергии по формуле (2).

Результаты расчётов потерей электроэнергии приведены в таблице

3.

Таблица 3- Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ГДТН – 63000/110

i	S_B , МВА	S_C , МВА	S_H , МВА	n_i	T_i , ч	ΔW_{X_i} , кВт·ч	$k_{3.B.}$	$k_{3.C.}$	$k_{3.H.}$	ΔW_{KB_i} , кВт·ч	ΔW_{KC_i} , кВт·ч	ΔW_{KH_i} , кВт·ч
1	38,46	22,21	16,15	2	732	79056	0,61	0,35	0,26	106049	17294	34733
2	36,5	21	15,5	2	732	79056	0,58	0,33	0,25	100833	16305	33398
3	34,6	19,8	14,8	2	1643	177444	0,55	0,31	0,23	214617	34380	68965
4	32,7	18,5	14,2	2	1094	118152	0,52	0,29	0,23	135109	21415	45921
5	30,8	18	12,8	2	728	78624	0,49	0,29	0,2	84721	14251	26572
6	26,9	17,3	9,6	1	548	29592	0,43	0,27	0,15	111929	19975	30003
7	25	17,3	7,7	1	182	6912	0,4	0,27	0,12	34580	6634	7972
8	21,2	17,3	3,9	1	366	19764	0,34	0,27	0,06	59109	13341	8015
9	19,2	16,5	2,7	1	547	29538	0,3	0,26	0,04	77948	19198	7986
10	17,3	14,7	2,6	1	1278	69012	0,27	0,23	0,04	163904	39682	18659
11	13,5	12	1,5	1	910	49140	0,21	0,19	0,02	90773	23342	6643
										$\Delta W_{\text{ПС}} = 2430546$		

Найдём стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta = \frac{4608}{6285} + 1,16 = 1,89 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\alpha = 4608$ - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 1,16$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч.

Найдём стоимость годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1179572 \cdot 1,89 = 2229393 \text{ руб}$$

Определим экономическую целесообразность трансформаторов используя метод приведённых затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot 2 \cdot K + p_{\text{сум}} \cdot K + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 30000000 + 0,094 \cdot 30000000 + 2229393 = 9549393 \text{ руб,}$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ - нормативный коэффициент дисконтирования;

K - капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов) $K = 30000000$ руб;

$p_{\text{сум}} = 0,094$ - суммарный коэффициент отчислений на обслуживание и ремонт.

По технико-экономическому расчету наиболее выгодным к установке является трансформатор ТДТН – 40000/110. Разница с ТДТН – 63000/110 составляет более 3000000 рублей. Поэтому для реконструкции принимаем трансформатор ТДТН – 40000/110.

4 Выбор электрической схемы подстанции

Схема электросоединений подстанции представляет собой группу электрического оборудования соединенную между собой (трансформаторы, выключатели, разъединители и тд.)

Основные решения по схемам подстанций принимаются с учётом обеспечения надёжности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации.

Выбор электрической схемы является главным при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав электрооборудования и связей между ними.

Выберем схему № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

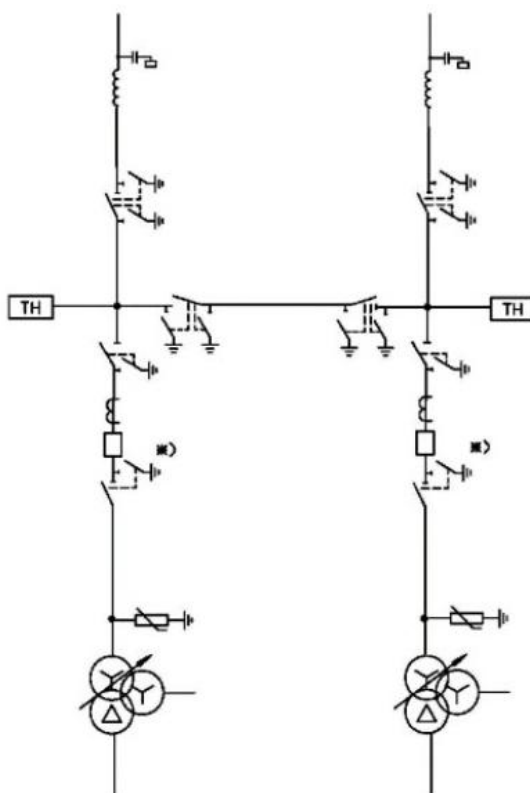


Рисунок 2 - Схема № 110-4Н

5 Расчет токов короткого замыкания

5.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Расчет токов к.з. при проектировании подстанции необходим для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств и т.д.

Расчет токов к.з. производится для выбора аппаратов и проводников, их проверки по условиям термической и электродинамической стойкости при к.з. Для определения параметров срабатывания, проверки чувствительности и согласования действий устройств релейной защиты электроустановок 0,4-220 кВ производится приближенными, так называемыми практическими методами, многолетний опыт приближения которых доказал его технико-экономическую целесообразность.

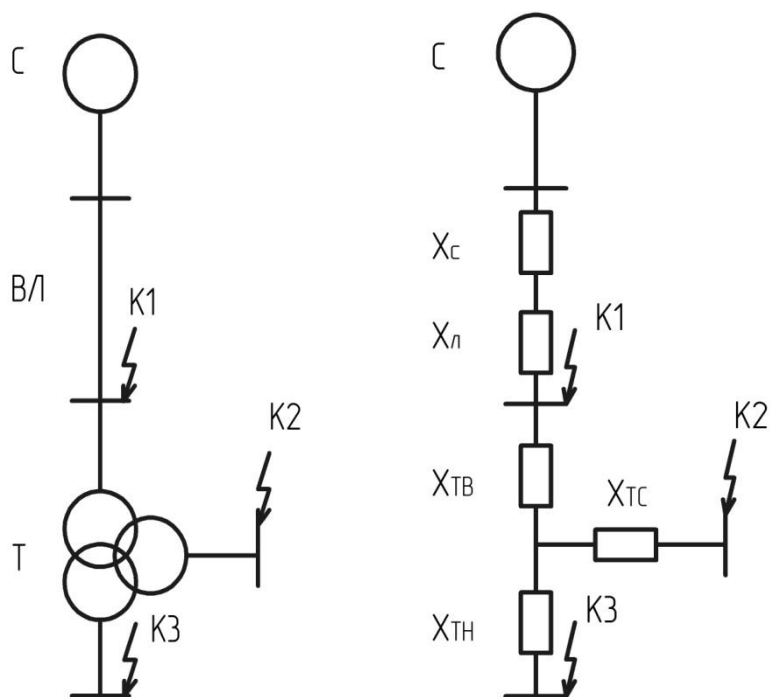


Рисунок 3 - Расчетная схема и схема замещения

Технические данные:

Система:

$$U_6 = 115 \text{ кВ};$$

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$S_{кз} = 2500 \text{ МВА};$$

Линия:

$$X_0 = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$L = 50 \text{ км};$$

$$n = 2.$$

В соответствии со схемой замещения находим сопротивление каждого элемента цепи.

Система:

$$X_{c(6)} = \frac{S_6}{S_{кз}} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ о. е.}$$

Линия электропередач:

$$X_{л(6)} = \frac{1}{n} \cdot X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,76 \text{ о. е.}$$

Трансформатор:

$$X_{Т(6)} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,7 \text{ о. е.}$$

Определим базисный ток в точке K_1 :

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Определим базисный ток в точке K_2 :

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

Определим базисный ток в точке К₃:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 96,2 \text{ кА}$$

Базисное сопротивление в точке К₁:

$$X_{*\text{рез } \phi 1} = X_{*c \phi} + X_{*л \phi} = 0,4 + 0,76 = 1,16 \text{ о.е}$$

Ток короткого замыкания в точке К₁:

$$I_{K1} = \frac{E''_{\phi}}{X_{*\text{рез } \phi 1}} \cdot I_{\phi} = \frac{1}{1,16} \cdot 5,02 = 4,18 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К₁:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,02 \cdot 1,8 = 8,5 \text{ кА}$$

Базисное сопротивление в точке К₂:

$$X_{*\text{рез } \phi 2} = X_{*\text{рез } \phi 1} + X_{*тр(\phi)} = 1,16 + 2,7 = 3,86 \text{ о.е}$$

Ток короткого замыкания в точке К₂:

$$I_{K2} = \frac{E''_{\phi}}{X_{*\text{рез } \phi 2}} \cdot I_{\phi} = 3,86 \cdot 15,6 = 4,2 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К₂:

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{К2} \cdot K_{уд} = \bar{2} \cdot 1,92 \cdot 4,2 = 11,4 \text{ кА}$$

Базисное сопротивление в точке К₃:

$$X_{*рез б 3} = X_{*рез б 1} + X_{*ТВ(б)} + X_{*ТН(б)} = 3,86 + 1,7 = 5,56 \text{ о.е}$$

Ток короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{К2} = \frac{E''_б}{X_{*рез б 2}} \cdot I_б = 5,56 \cdot 96,2 = 17,3 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К₃:

$$i_{уд} = \bar{2} \cdot I_{К2} \cdot K_{уд} = \bar{2} \cdot 17,3 \cdot 1,92 = 46,9 \text{ кА}$$

5.2 Расчет несимметричных токов КЗ

Для расчета несимметричных токов КЗ составляется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.

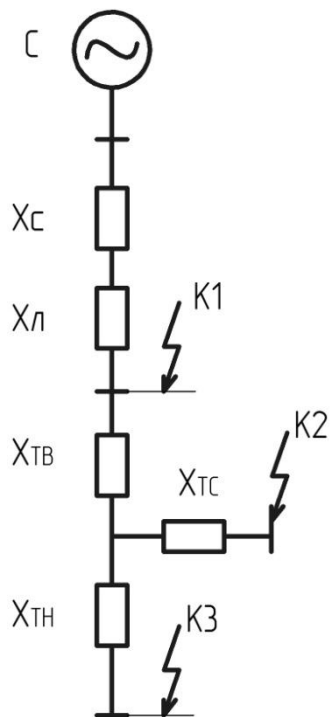


Рисунок 4 – Схема замещения прямой и обратной последовательности.

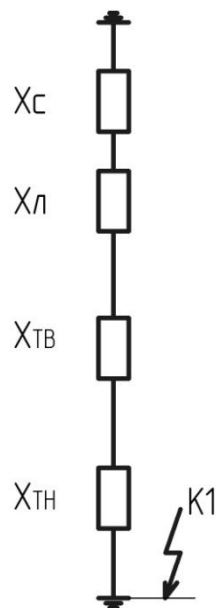


Рисунок 5 – Схема замещения нулевой последовательности.

1) Для точки K1:

Производим упрощение схемы:

$$x_{1\Sigma} = x_c + x_l = 0,4 + 3,6 = 4 \text{ о.е}$$

$$x_{2\Sigma} = x_{ТВ} + x_{ТН} = 2,7 + 1,7 = 4,4 \text{ о.е}$$

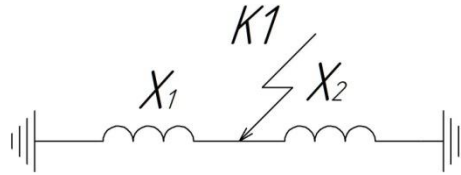


Рисунок 6 – Схема после упрощения

$$x_0 = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{4 \cdot 4,4}{4 + 4,4} = 2,1 \text{ о.е}$$

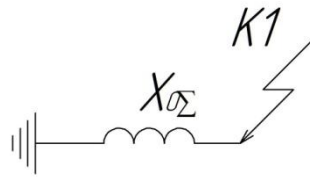


Рисунок 7 – Конечная схема замещения нулевой последовательности

Определяем добавочные сопротивления:

$$x_{\Delta}^{\text{O}} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} = 1,16 + 2,1 = 3,26 \text{ о.е.};$$

$$x_{\Delta}^{\text{E}} = x_{2\Sigma} = 1,16 \text{ о.е.};$$

$$x_{\Delta}^{\text{E}^{(1)}} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{1,16 \cdot 2,1}{1,16 + 2,1} = 0,75 \text{ о.е.};$$

$$x_{\Delta}^{\text{E}^{\prime\prime}} = 0 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем токи:

$$I^{\text{O}} = m^{\text{O}} \cdot \frac{E_{*}^{\text{O}}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{\text{O}}} \cdot I_0 = 3 \cdot \frac{1}{1,16 + 3,26} \cdot 5,02 = 3,5 \text{ кА};$$

$$I^{\text{E}^{(1)}} = m^{\text{E}^{(1)}} \cdot \frac{E_{*}^{\text{E}^{(1)}}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{\text{E}^{(1)}}} \cdot I_0 = 1,5 \cdot \frac{1}{1,16 + 0,75} \cdot 5,02 = 3,77 \text{ кА};$$

$$I^{\text{E}^{\prime\prime}} = m^{\text{E}^{\prime\prime}} \cdot \frac{E_{*}^{\text{E}^{\prime\prime}}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{\text{E}^{\prime\prime}}} \cdot I_0 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,16 + 1,16} \cdot 5,02 = 3,75 \text{ кА}.$$

2) Для точки К2:

Расчет сопротивлений:

$$x_0 = x_c + x_{\text{ТН}} + x_{\text{ТВ}} + x_{\text{Л}} = 0,4 + 3,6 + 2,7 + 1,7 = 8,4 \text{ о.е}$$

Определяем добавочные сопротивления:

$$x_{\Delta}^{\text{O}} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} = 1,16 + 8,4 = 9,56 \text{ о.е.};$$

$$x_{\Delta}^{\text{E}} = x_{2\Sigma} = 1,16 \text{ о.е.};$$

$$x_{\Delta}^{\text{C1}} = \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{1,16 \cdot 9,56}{1,16 + 9,56} = 1,03 \text{ о.е.};$$

Рассчитаем токи:

$$I^{\text{O}} = m^{\text{O}} \cdot \frac{E_*^{\text{O}}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{\text{O}}} \cdot I_{\phi} = 3 \cdot \frac{1}{1,16 + 9,56} \cdot 15,6 = 4,37 \text{ кА};$$

$$I^{\text{C1}} = m^{\text{C1}} \cdot \frac{E_*^{\text{C1}}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{\text{C1}}} \cdot I_{\phi} = 1,5 \cdot \frac{1}{1,16 + 1,03} \cdot 15,6 = 10,7 \text{ кА};$$

$$I^{\text{E}} = m^{\text{E}} \cdot \frac{E_*^{\text{E}}}{x_{1\Sigma} + x_{\Delta}^{\text{E}}} \cdot I_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,16 + 1,16} \cdot 15,6 = 11,65 \text{ кА}.$$

6 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «ВАЗ-Строительная»

6.1 Выбор выключателей на НН

Рассчитываем максимальный ток:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{16150}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1480 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 17,3^2 \cdot 0,05 + 0,12 = 50,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где T_a – постоянная равная 0,12 сек;

I_{no} – ток короткого замыкания;

$t_{откл}$ – время отключения выключателя.

Выбираем выключатель ВВЭ – 6 – 20/1600

Таблица 4 – Выбор и проверка выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$ $U_M = 6,6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1480 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$
$I_{кз} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 46,9 \text{ кА}$	$I_{прс} = 52 \text{ кА}$
$B_K = 50,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор секционного вводных выключателей на НН

Рассчитываем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{22310}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2862 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 17,3^2 \cdot 0,07 + 0,12 = 57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Выбираем выключатель ВВЭ – 6 – 40/3150

Таблица 5 – Выбор и проверка секционного и вводных выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$ $U_M = 6,6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2862 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$
$I_{кз} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 46,9 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.3 Выбор выключателей на СН

Рассчитываем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 874 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{откл} + T_a = 4,45^2 \cdot 0,08 + 0,05 = 2,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Выбираем выключатель ВР35НТ-35-25/1600

Таблица 6 – Выбор выключателей на СН

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 874 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$
$i_{уд} = 11,4 \text{ кА}$	$I_{прс} = 64 \text{ кА}$
$B_K = 2,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{ОТКЛ} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.4 Выбор выключателей на ВН

Рассчитываем максимальный ток:

$$I_{max} = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{по}^2 \cdot t_{ОТКЛ} + T_a = 4,18^2 \cdot 0,05 + 0,05 = 0,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Выбираем выключатель ВРС-110-31,5/2000

Таблица 7 – Выбор выключателей на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$ $U_M = 126 \text{ кВ}$
$I_{max} = 281 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 0,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{ОТКЛ} = 81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.5 Выбор разъединителей на ВН

Разъединители нужны для того чтобы отключать и включать обесточенные цепи и для того чтобы создавать видимый разрыв нашей цепи находящейся в отключенном состоянии.

Выбор производится по номинальному напряжению, максимальному рабочему току, току короткого замыкания, ударному току. А также при выборе разъединителя следует учитывать климатическую зону и место его установки.

На ВН к установке принимаются разъединители РДЗ-110/2000 УХЛ1.

Расчетные и паспортные данные приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Паспортные данные для разъединителя на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$ $U_M = 126 \text{ кВ}$
$I_{max} = 218 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,18 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$

6.6 Выбор разъединителей на СН

На ВН к установке принимаются разъединители РДЗ-35/1000 УХЛ1.

Расчетные и паспортные данные приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Паспортные данные для разъединителя на СН

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 874 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{кз} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 11,4 \text{ кА}$	$I_{прс} = 16 \text{ кА}$

6.7 Выбор трансформаторов тока на напряжение 110 кВ

Выберем для установки трансформатор тока ТРГ – 110 – 300/5. Произведем его проверку. Результаты сравнения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$ $U_M = 115 \text{ кВ}$
$I_{max} = 201 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$

Произведем проверку трансформатора по вторичной нагрузке. Значение нагрузки приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Значение нагрузки трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А			Количество приборов
		А	В	С	
Амперметр	ЩК – 120	4	4	4	1
Итого		4			

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{пр} = \frac{S_{пр}}{I_T^2} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом},$$

где $S_{пр}$ – нагрузка приборов;

I_T – вторичный ток трансформатора тока.

Полное сопротивление находится следующим образом:

$$R_{полн} = Z_{ном} - R_{пр} - R_{конт} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}$$

Выбор сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{полн}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,94} = 1,2 \text{ мм}^2$$

Будем использовать провод с медными жилами сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таким образом выбранный нами трансформатор подходит для установки. Останавливаем выбор на нем.

6.8 Выбор трансформаторов тока на напряжение 35 кВ

Выберем для установки трансформатор тока ТОЛ – 35 – 600/5. Произведем его проверку. Результаты сравнения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$ $U_M = 40,5 \text{ кВ}$
$I_{max} = 600 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$

Произведем проверку трансформатора по вторичной нагрузке. Значение нагрузки приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Значение нагрузки трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А			Количество приборов
		А	В	С	
Амперметр	ЩК – 120	4	4	4	1
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,1	0,1	0,1	1
Итого		4,1			

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{\text{T}}^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление находится следующим образом:

$$R_{\text{полн}} = Z_{\text{ном}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}$$

Выбор сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{полн}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,94} = 1,2 \text{ мм}^2$$

Будем использовать провод с медными жилами сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таким образом выбранный нами трансформатор подходит для установки. Останавливаем выбор на нем.

6.9 Выбор трансформаторов тока на напряжение 6 кВ

Выберем для установки трансформатор тока ТОЛ – 10 – 3500/5. Произведем его проверку. Результаты сравнения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$ $U_{\text{м}} = 6,6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 3500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3500 \text{ А}$

Произведем проверку трансформатора по вторичной нагрузке. Значение нагрузки приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Значение нагрузки трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А			Количество приборов
		А	В	С	
Амперметр	ЩК – 120	4	4	4	1
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,1	0,1	0,1	1
Итого	4,1				

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{\text{T}}^2} = \frac{4,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом},$$

Полное сопротивление находится следующим образом:

$$R_{\text{полн}} = Z_{\text{ном}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{конт}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94 \text{ Ом}$$

Выбор сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{полн}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{0,94} = 1,2 \text{ мм}^2$$

Будем использовать провод с медными жилами сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$.

Таким образом выбранный нами трансформатор подходит для установки. Останавливаем выбор на нем.

6.10 Выбор трансформаторов напряжения на напряжение 35 кВ

Подключаемые приборы к трансформатору напряжения, их количество, тип и мощность приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Нагрузка приборов подключаемых к трансформатору

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Количество	Общая мощность, ВА
Вольтметр	СВ-3020	0,1	2	0,2
Ваттметр	Д-366	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,3	3	0,9
Итого	4,1			

К установке принимаем трансформатор напряжения ЗНИОЛ – 35. Паспортные данные приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Паспортные данные трансформатора напряжения

Расчетные данные	Паспортные данные
U=35 кВ	U=35 кВ
S=4,1 ВА	S=200 ВА

6.11 Выбор трансформаторов напряжения на напряжение 6 кВ

Подключаемые приборы к трансформатору напряжения, их количество, тип и мощность приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Нагрузка приборов подключаемых к трансформатору

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Количество	Общая мощность, ВА
Вольтметр	СВ-3020	0,1	2	0,2
Ваттметр	Д-366	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Счетчик	Меркурий 230 AR	0,3	3	0,9
Итого	4,1			

К установке принимаем трансформатор напряжения ЗНИОЛ – 35. Паспортные данные приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Паспортные данные трансформатора напряжения

Расчетные данные	Паспортные данные
U=6 кВ	U=6 кВ
S=4,1 ВА	S=200 ВА

6.12 Выбор предохранителей для трансформаторов напряжения на напряжение 6 кВ

При выборе предохранителей учитываются рабочий ток и класс напряжения. Поэтому выбор производится именно по этим параметрам.

Рабочий ток находится по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{0,041}{1,73 \cdot 6,3} = 0,002 \text{ А}$$

Рабочий ток приборов должен быть меньше максимального рабочего тока прибора. Максимальный рабочий ток предохранителя ПН – 01 – 6 составляет 3,2 А.

К установке принимаем предохранитель ПН – 01 – 6.

6.13 Выбор предохранителей для трансформаторов напряжения на напряжение 35 кВ

При выборе предохранителей учитываются рабочий ток и класс напряжения. Поэтому выбор производится именно по этим параметрам.

Рабочий ток находится по формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{0,041}{1,73 \cdot 35} = 0,0006 \text{ А}$$

Рабочий ток приборов должен быть меньше максимального рабочего тока прибора. Максимальный рабочий ток предохранителя ПН – 01 – 35 составляет 3,2 А.

К установке принимаем предохранитель ПН – 01 – 35.

6.14 Выбор ограничителей перенапряжения

По каталогу выбираю следующие ограничители перенапряжений.

Для ВН:

- ОПН – РК – 110/126-10-760 – УХЛ1

Для СН:

- ОПН – РК – 35/40,5-10-760 – УХЛ1

Для НН:

ОПН – РК – 6/7,6-5-250 – УХЛ1

6.15 Выбор токоведущих частей

Выбор токоведущих частей на стороне 110 кВ:

Шины выполняются гибкими проводами. Определим расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 201 = 281,4 \text{ A}$$

Определяем экономическую плотность тока ($\Gamma_{\max} = 6616,57 \text{ ч}$):

$$j_{\text{ЭК}} = 1 \text{ A/мм}^2$$

Выберем сечение по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод типа: АС - 240/56, $s = 240 \text{ мм}^2$, $d = 22,4 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$, расстояние между соседними фазами 250 см.

Проверим провода по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \\ 281,4 \text{ A} \leq 610 \text{ A}$$

Проверку на термическую стойкость выполнять не требуется (т.к. провода голые, располагаются на открытом воздухе).

Проверка на электродинамическую стойкость не производится (т.к. $I_{\text{н},0} \leq 20 \text{ кА}$).

Проверка по условиям коронирования:

Определим начальную критическую напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,12}}\right) = 31,9 \text{ кВ/см}$$

Определяем напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.r}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{1,12 \cdot \lg \frac{315}{1,12}} = 14,9 \text{ кВ/см}$$

$$D_{cp.r} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см}$$

Условие отсутствия короны:

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

$$15,95 \text{ кВ/см} \leq 28,71 \text{ кВ/см}$$

Окончательно принимаем токоведущие части в виде провода типа АС - 240/56.

Выбор токоведущих частей на стороне 35 кВ:

Ошиновка выполняется жесткими шинами. Определим расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.T}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 624 \text{ А}$$

Определяем экономическую плотность тока ($T_{max} = 6616,57 \text{ ч}$):

$$j_{ЭК} = 1 \text{ А/мм}^2$$

Выберем сечение по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{ном}}{j_{ЭК}} = \frac{624}{1} = 624 \text{ мм}^2$$

Выбираем шины типа: 80x8 АД31Т, $s = 640 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}$,
допустимое напряжение в материале шин $\sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ МПа}$

Проверим шины по длительно допустимому току из условий
нагрева:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$$
$$624 \text{ А} \leq 1320 \text{ А}$$

Определим момент инерции:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{8^3 \cdot 0,8}{12} = 34,1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

Определим массу шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 8 \cdot 0,8 \cdot 100 = 1,7 \frac{\text{кг}}{\text{м}}$$

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{np}^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,4^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^7 \cdot 34,1 \cdot 10^{-8}}{1,7}} = 215 \text{ Гц}$$

Определим момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Определим максимальное напряжение в материале шины высокой жесткости при трехфазном к.з.:

$$\sigma_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{np}^2 \cdot i_{yd}^2 \cdot \kappa_{\phi} \cdot \kappa_{расч}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4^2 \cdot (11,4 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 8,5 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22} = 2 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны:

$$\sigma_{раб} = 2 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 90 \text{ МПа}$$

Окончательно принимаем: алюминиевые шины типа АДЗ1Т (80x8) мм².

Выбор токоведущих частей на стороне 6 кВ:

Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{16150}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1480 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{max}}{j_{ЭК}} = \frac{1480}{1} = 1480 \text{ мм}^2$$

Выбираем жесткие шины прямоугольного сечения: АДЗ1Т (80x10) мм²
с $I_{доп} = 1900 \text{ А}$, допустимое напряжение в материале шин $\sigma_{доп} = 90 \text{ МПа}$

По условиям нагрева в продолжительном режиме работы шины проходят:

$$I_{max} = 1480 \text{ А} < I_{доп} = 1900 \text{ А}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$s_{min} = \frac{\overline{B}_k}{C_T} = \frac{50,9 \cdot 10^6}{90} = 79,3 \text{ мм}^2$$

$$s_{min} = 1480 \text{ мм}^2 \leq s_{ш} = 79,3 \text{ мм}^2$$

Определим момент инерции:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{1 \cdot 8^3}{12} = 43 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$$

Определим массу шины на единицу длины:

$$m = \delta \cdot S \cdot l = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 8 \cdot 10 \cdot 100 = 2,2 \frac{\text{кг}}{\text{м}}$$

где $\delta = 2,7 \cdot 10^{-3}$ кг/см – плотность материала шины;

S – сечение шины;

l – длина шины.

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l_{np}^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,4^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^7 \cdot 43 \cdot 10^{-8}}{2,2}} = 213 \text{ Гц}$$

Определим момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 11 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

Определим максимальное напряжение в материале шины высокой жесткости при трехфазном к.з.:

$$\sigma_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I_{np}^2 \cdot i_{yd}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_{расч}}{\lambda \cdot W \cdot a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,4^2 \cdot (46,9 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 11 \cdot 10^{-6} \cdot 0,22} = 25,7 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны:

$$\sigma_{раб} = 25,7 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 90$$

Окончательно принимаем: алюминиевые шины типа АД31Т (120x8) мм².

6.16 Выбор изоляторов

Выбор опорного изоляторов ИОР -10 на 10 кВ.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot K_{\phi} \cdot K_{расч} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{46900^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 238 \text{ Н}$$

$$238 \leq 0,6 \cdot 1000 \cdot \frac{0,134}{0,134 + 0,01 + 0,03} = 4620$$

Выбираем проходной изолятор ИП-10/5000, с U =10 кВ.

$$I_{продол\ max} = 2862 \text{ А} \leq I_{ном} = 5000 \text{ А}$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \frac{46900^2}{0,8} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 137 \text{ Н}$$

$$12,5 \leq 0,6 \cdot 425000 = 25500 \text{ Н}$$

7 Расчет собственных нужд

На двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирается в соответствии с нагрузкой, с учетом допустимой перегрузки при выполнении ремонтных работ и отказа одного из трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Таблиц 20 – Собственные нужды

Наименование затраты	Мощность, кВт
1. Устройства охлаждения для трансформаторов	7
2. Устройство подогрева выключателей и приводов	3,95
3. Подогрев шкафов КРУН-6	16
4. Подогрев приводов разъединителей	8,4
5. Отопление, освещение ОПУ	20
6. Вентиляция аккумуляторной	15
7. Освещение ОРУ	5
8. Зарядно - подзарядный агрегат	46
Итого с учетом коэффициента загрузки ($K_3 = 0,7$) :	85,6

К установке принимаем трансформатор собственных нужд ТМГ 100/6.

8 Расчет заземления подстанции

Расчет заземляющих устройств в установках 110 кВ и выше производится по допустимому сопротивлению заземления ($R_3=0,5 \text{ Ом}$) и предельно допустимому напряжению прикосновения ($U_{\text{пр.доп}}$), причем основной является вторая величина.

Тип грунта – супесок, климатическая зона – II. Грунт примем однородным. Определим его удельное сопротивление $\rho_1 = \rho_2 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Согласно заданной климатической зоне определим толщину верхнего слоя $h_1=h_c = 2 \text{ м}$.

Размеры подстанции 50x100 м, площадь $S=5000 \text{ м}^2$, периметр $P=300 \text{ м}$.

Принимаем глубину заложения электродов $t=0,5 \text{ м}$, расстояние между горизонтальными полосами 20 м, длина вертикальных электродов $l_B=3 \text{ м}$. Вертикальные электроды установлены по периметру сетки в местах пересечения внутренних проводников с контурными.

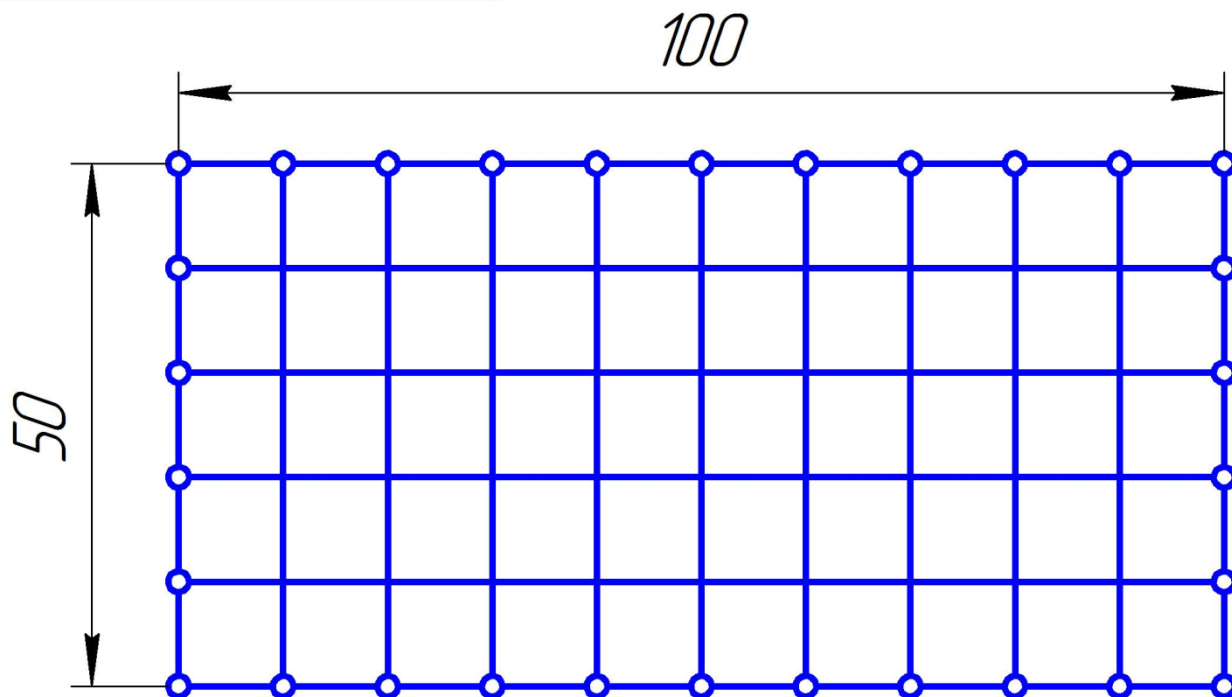


Рисунок 8 - Схема заземлителя

Общая длина горизонтальных проводников:

$$L_{\Gamma} = 100 \cdot 5 + 50 \cdot 11 = 1050 \text{ м}$$

Число вертикальных электродов $n_B=28$.

Полная длина вертикальных электродов:

$$L_B = l_e \cdot n_e = 3 \cdot 28 = 84 \text{ м}$$

Среднее расстояние между вертикальными проводниками:

$$a = \frac{P}{n_e} = \frac{300}{28} = 10,7 \text{ м}$$

Определяем сопротивление заземлителя:

$$R = A \frac{\rho_{\text{экв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{экв.с}}}{L_{\Gamma} + L_B} = 0,343 \cdot \frac{150}{70,71} + \frac{150}{1050+84} = 0,86 \text{ Ом}$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = 0,38 - 0,25 \cdot \frac{3+0,5}{70,71} = 0,37$$

$\rho_{\text{экв.с}} = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – эквивалентное удельное среднее сопротивление грунта.

Расчетная модель представляет собой квадрат со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{5000} = 70,71 \text{ м}$$

Сопротивление заземляющего устройства, включая естественные заземлители:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,86 \cdot 1,5}{0,86 + 1,5} = 0,55 \text{ Ом}$$

Сопротивление естественных заземлителей приближенно принимаем $R_e = 1,5 \text{ Ом}$.

Сопротивление заземляющего устройства выше допустимого $R_{з, доп} = 0,5 \text{ Ом}$, но основной является величина допустимого напряжения прикосновения.

Для длительности воздействия $\tau_B = 0,2 \text{ сек}$ наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{пр. доп} = 400 \text{ В}$.

Рассчитываем напряжение, приложенное к человеку:

$$U_{ч} = I_{кз}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 4180 \cdot 0,55 \cdot 0,26 \cdot 0,81 = 384 \text{ В}$$

$$\alpha = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_g + L_r} \right) = 0,5 \cdot \left(\frac{10,7 \cdot 70,71}{3 \cdot 1050} \right)^{0,45} = 0,26$$

где $M=0,5$ для $\rho_1/\rho_2 = 1$

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 225} = 0,81$$

Условие $U_{ч} < U_{пр. доп}$ выполняется. Заземление эффективно.

9 Расчет релейной защиты

9.1 РЗ и А подстанции «ВАЗ-Строительная»

В процессе эксплуатации электросетей и установок возникают различные повреждения и ненормальные режимы работы, которые в свою очередь приводят к резкому увеличению токов и понижению напряжения в системе электроснабжения. Самыми опасными повреждениями считаются короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга, которая в свою очередь приводит к разрушению электроаппаратов, изоляции токоведущих частей и т.д.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты.

В соответствии с ПУЭ на подстанции будут установлены следующие защиты:

- Максимальная токовая защита «МТЗ»
- Мгновенная токовая отсечка «МТО»
- Газовая защита трансформатора
- Дифференциальная защита трансформатора
- Токвая защита от перегрузок
- Защита минимального напряжения
- Устройства АПВ и АВР.

9.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора на базе микропроцессорной защиты СИРИУС-Т

Уставки $I_{\text{баз.ВН}}$, $I_{\text{баз.СН}}$, $I_{\text{баз.НН}}$, размах РПН можно выбирать либо исходя из полного размаха РПН и его среднего ответвления, либо исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения.

В случае защиты «Сириус-Т» небалансы следует стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной характеристики, на относительно небольших сквозных токах. В этих случаях используется реальная середина диапазона регулирования РПН.

Первичный ток высокой стороны силового трансформатора определяются по выражению:

$$I_{\text{пер.ном ВН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}$$

Первичный ток средней стороны силового трансформатора определяются по выражению:

$$I_{\text{пер.ном СН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599 \text{ А}$$

Первичный ток низкой стороны силового трансформатора определяются по формуле ниже:

$$I_{\text{пер.ном НН}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3499 \text{ А}$$

Вторичный ток высокой стороны силового трансформатора определяются по выражению:

$$I_{\text{втор.ном ВН}} = \frac{I_{\text{ном ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{201 \cdot 1}{60} = 3,4 \text{ А}$$

Вторичный ток средней стороны силового трансформатора определяются по выражению:

$$I_{\text{втор.ном ВН}} = \frac{I_{\text{ном ВН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{599 \cdot 1}{120} = 4,99 \text{ А}$$

Вторичный ток низкой стороны силового трансформатора определяются по формуле приведенной ниже:

$$I_{\text{втор.ном НН}} = \frac{I_{\text{ном НН}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_1} = \frac{3499 \cdot 1}{700} = 4,99 \text{ А}$$

Полученные значения $I_{\text{ном. втор.}}$ принимаются в качестве базисных токов соответствующих сторон трансформатора и задаются с помощью уставок « $I_{\text{баз.ВН}}$ », « $I_{\text{баз.СН}}$ » и « $I_{\text{баз.НН}}$ ».

Рассчитанные базисные токи сторон необходимо проверить на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Базисные токи при вторичном токе 5 А должны входить в диапазон 1,01 – 10,00 А.

По полученным данным мы можем увидеть, что в данном случае это условию выполняется.

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{\text{д1}}/I_{\text{баз}}$ определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Согласно учебному пособию «Засыпкин А.С.

Релейная защита трансформаторов» следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 – 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, определяется по выражению представленному ниже:

$$I_{\text{диф}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}} \cdot I_{\text{сквоз}} = \\ = 1,3 \cdot (2 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{\text{сквоз}} = 0,52 \cdot I_{\text{сквоз}}$$

Значение отношение $I_{\text{д1}}/I_{\text{н}}$ необходимо принять для расчетных значений именно 0,3.

По формуле ниже определим значение коэффициента снижения тормозного тока. Оно будет равно:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{1}{1 - K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}} = \frac{1}{1 - 0,4} = 0,77$$

Коэффициент торможения в процентах рассчитывается по формуле приведенной ниже:

$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{доб}}}{K_{\text{сн.т}}} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,4}{0,77} = 68 \%$$

Принимаем коэффициент торможения равным 68%.

$$\frac{I_{\text{м1}}}{I_{\text{н}}} = \frac{100 \cdot \frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{н}}}}{k_{\text{торм}}} = \frac{0,3 \cdot 100}{68} = 0,44$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{m2}/I_{баз}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_m/I_{баз} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_m/I_{баз} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется уставка $I_{m2}/I_{баз} = 1,5$.

Уставка блокировки по второй гармонике I_{dr2}/I_{dr1} на основании опыта фирмы предоставляющей данную защиту, рекомендуется на уровне 15%.

По этому примем значение отношения I_{dr2}/I_{dr1} равным 0,15.

Расчетный ток небаланса при внешнем коротком замыкании рассчитан ниже:

$$\begin{aligned}
 I_{нб} &= K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{торм} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{доб} \cdot I_{кз\text{ внеш}} = \\
 &= 1,2 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04 \cdot 20,5 = 8,1
 \end{aligned}$$

Полученное значение тока уставки округляется в большую сторону до ближайшего целого числа. По этому примем значение равное 9.

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно. Производитель дает гарантию, что это не требуется. А в случае неработоспособности все затраты и убытки падут на изготовителя.

$$I_{\text{КЗ ВН макс ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ ВН макс}}}{K_T} = \frac{4200}{2,98} = 1406 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ ВН макс НН}} = \frac{I_{\text{КЗ ВН макс}}}{K_T} = \frac{17300}{17,4} = 993 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ ВН макс СН}} = \frac{I_{\text{КЗ ВН макс}}}{K_T} = \frac{1406}{201} = 7 \text{ А}$$

Найдем отношение дифференциального тока к номинальному:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_N} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{КЗ ВН макс}} \quad (3)$$

На средней стороне:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_N} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{КЗ ВН макс}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7 = 5,88$$

На низкой стороне:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_N} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{КЗ ВН макс}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,95 = 4,16$$

Принимаем $\frac{I_{\text{диф}}}{I_N} \geq 6$

Заключение

В данной работе была рассчитана понизительная подстанция 110/35/6 “ВАЗ-Строительная”.

В ходе работы была установлена максимальная полная мощности подстанции, которая равна 38,5 МВА. Исходя из категории электро-снабжения потребителей и максимальной полной мощности по подстанции, был выбран трансформатор ТДТН - 40000 110/35/6.

Следующим этапом был осуществлен выбор электрической схемы подстанции.

Далее были рассчитаны токи короткого замыкания, по которым осуществлялась проверка всех электрических аппаратов и проводников.

Далее рассчитывались собственные нужды подстанции и произведен выбор ТСН.

Следующим этапом осуществлялся расчет заземления подстанции. В результате был выбран заземлитель, который удовлетворяет необходимым условиям.

Последним этапом была рассчитана дифференциальная защита трансформатора на базе микропроцессорной защиты СИРИУС-Т.

В результате данной работы, была получена понизительная подстанция, удовлетворяющая современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции : учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования / Ю.Д. Сибикин. – 2-е изд., испр. – М.: РадиоСофт, 2014. – 414с.
2. Холянов, В.С. Основы электроэнергетики : Учебное пособие / В.С. Холянов, О.М. Холянова. – Владивосток: Проспект – 2013. – 194с.
3. Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения : Учебное пособие / Ю. М. Фролов, В.П. Шелякин. – СПб.: Лань – 2012. – 480с.
4. Киреева, Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебник для студ. сред. проф. образования / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – 3-е изд, стер. – М.: Издательский центр «Академия» – 2013. – 282с.
5. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 4-е изд., стер. – М.: КНОРУС – 2014. – 642с.
6. Титков, В.В. Перенапряжение и молниезащита : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В.В. Титков, Ф.Х. Халилов. – 2-е изд., стер. – СПб.: Лань – 2016. – 224с.
7. Балдин, М.Н. Основное оборудование электрических сетей : справочник / М.Н. Балдин, И.Г. Карапетян. – М.: Энас – 2014. – 206с.
8. Карпов, Ф.Ф. Справочник по расчёту проводов и кабелей: справочник / Ф.Ф. Карпов. – М.: ДРОФА – 2012. – 224с.
9. Петров, Д.В. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических цепей: учебное пособие / Д.В. Петров, В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: Форум, Инфра-М – 2015. – 96с.
10. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения: учебное пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: ДРОФА – 2013. – 238с.
11. Герасимов, Д.Ю. Основы электроснабжения: Учебное пособие / Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш. – Профессиональное образование. – М.: Юрайт – 2016. – 174с.

12. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Российское акционерное общество энергетики и электрофикации «ЕЭС России». 3-е издание. М. – 2013. –144с.
13. Ушаков, В.Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / В.Я. Ушаков. – М.: Издательство Юрайт – 2016. –144с.
14. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учебное пособие для студентов высших учебных заведений / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: ФОРУМ – 2013. – 288с.
15. Картавцев, В.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие для вузов / В.В. Картавцев. Н.А. Черемисинова. – СПб.: Лань – 2014. – 142с.
16. Сибихин, Ю.Д. Электрические подстанции: Пособие для студентов / Ю.Д. Сибихин – М.: РадиоСофт – 2011. – 416с.
17. Карпов, Ф.Ф. Типовые расчёты по электрооборудованию: справочник / Ф.Ф.Карпов. – М.: ООО «Книга по Требованию» – 2012. – 275с.
18. Коптев, А.А. Устойчивость систем электроснабжения в аварийных и чрезвычайных ситуациях / Учеб. пособие – Минск: ИВЦ Минфина – 2007. – 400с.
19. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп. – М.: КРОНУС, 2015.
20. Кудрин, Б.И. Электроснабжение : учебник для студ. учреждений высш. проф. образования / Б.И. Кудрин – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский центр «Академия» – 2012. – 352 с.
21. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанции переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – ПАО «ФСК ЕЭС», 2009.
22. Таранов, М.А. Эксплуатация систем электроснабжения: пособие для студентов высших учебных заведений – М.: ДРОФА – 2013. – 288с.

23. Энергетика, оборудование документация. [Электронный ресурс]: <http://forca.ru/spravka/spravka/dopustimyy-dlitelnyy-tok-dlya-shin-pryamougolnogo-secheniya.html>

24. Электронный катало выключателей VF. [Электронный ресурс]: http://www.elteh.ru/media/pdf/katalog_vf12.pdf.

25. Olsen, T. Use of Latched Contactors to Switch Transformers [Text] / Siemens MV. 2012. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/latched-contactors-switch-transformers>.

26. Ganesan, S. Selection of current transformers & wire sizing in substations [Text] / ABB Inc. 2016. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/current-transformers-wire-sizing>.

27. Marchi M., Leonhardt G., Rivetti G. SF6 or Vacuum MV Circuit Breake. [Text] / ABB Inc. 2015. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/sf6-vacuum-mv-cb>.

28. Odoglu, H. Guidelines to power transformer type, routine and special tests [Text] / BEST Elektromekanik Sanayi Tesisleri. A.§. /2009. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/transformer-type-routine-special-tests>

29. Rockefeller, G. Transformer Protection application guide [Text] / Basler Electric. 2013. - URL: <http://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/transformer-protection-application>.