

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ГПП № 2 «СИБУР Тольятти»

Студент	<u>А.А. Давыдов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>О.В. Самолина</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	<u>И.Ю. Усатова</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) _____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Аннотация

Выпускная квалификационная работа, изложенная ниже, описывает процесс реконструкции электрической части понизительной трансформаторной подстанции ГПП №2 «СИБУР Тольятти».

Описан порядок вычисления ожидаемых электрических нагрузок подстанции, выбора трансформаторов для обеспечения потребителей электроэнергией.

Рассчитаны токи коротких замыканий, произведен выбор оборудования подстанции. Определена аппаратура собственных нужд, заземление и молниезащита подстанции.

Пояснительная записка выполнена на 45 листах формата А4 и содержит 5 рисунков, 10 таблиц, список использованных источников из 25 наименований.

Графическая часть представлена на 6-и чертежах формата А1.

Abstract

This graduation work deals with the reconstruction of the electrical part of the main step-down electrical substation №2 «SIBUR Togliatti», its power is 32 MVA.

The object of the graduation work, ensuring reliability, increasing energy efficiency and safety of operation of the electrical installation

The issues of choosing, searching, calculating the power and economic benefits of a power transformer, switches and other equipment are highlighted in the general part of the project

In the main part of the work, the calculation of the electrical load of the plants and the main step-down electrical substation №2 was performed, the type, number and power of the power transformers of the shops and the main step-down electrical substation №2 were taken into account, reactive power compensation was taken into account, the short-circuit currents were calculated, and a selection of electrical equipment and conductors was made.

A special part of the project gives detailed information about the technology of choosing the equipment, the design of lightning protection, grounding, conditions for selecting and testing cable lines, switches, rigid buses, current and voltage transformers.

It can be concluded that the result of the performance of this work is an increase in the reliability of the power supply of the «SIBUR Togliatti» production facilities. The work is of interest for students, masters and post-graduate students in the course of electricity supply and electrical engineering.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика объекта проектирования	6
2 Определение ожидаемых электрических нагрузок по подстанции	9
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	11
3.1 Расчет для трансформаторов 2хТДН- 32000/110/10 кВ	12
3.2 Расчет для трансформаторов 2хТДН-40000/110/10 кВ	16
4 Расчет токов короткого замыкания	21
4.1 Расчет трехфазных токов КЗ.....	21
4.2 Расчет токов несимметричных КЗ.....	24
5 Выбор электрических проводников и аппаратов.....	27
5.1 Выбор выключателей.....	27
5.2 Выбор трансформаторов тока.....	30
5.3 Выбор трансформаторов напряжения.....	32
5.4 Выбор кабелей	33
6 Выбор оперативного тока.....	34
7 Определение собственных нужд подстанции	35
8 Релейная защита	36
9 Расчет заземления подстанции	38
10 Расчет молниезащиты подстанции.....	41
Заключение	42
Список используемых источников.....	43

Введение

Несомненно, одной из самых энергозатратных отраслей промышленности является нефтехимическая промышленность. На данный момент нефтехимическая промышленность активно развивается и ей требуется все больше и больше электроэнергии. Поэтому требуется оптимизация и построение новых более рациональных схем распределения электроэнергии. Так же особое внимание стали уделять безопасности эксплуатации, надежности и экономичности электроэнергии.

Оптимизация энергопотребления – непростая задача, требуется определить количество силовых трансформаторов их тип и мощность, а так же число выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры.

Одним из наиболее значимых элементов сети электроснабжения является главная понизительная подстанция, осуществляющая питания собственных ТП предприятий. Ее проектирование с использованием инновационных технических решений и новейшего оборудования при соблюдении условия жесткой экономии материальных средств является целью данной выпускной квалификационной работы.

Задачами реконструкции являются:

- Снижение потерь потребления электроэнергии;
- Поддержание должного уровня качества электроэнергии;
- Изучение имеющегося электрооборудования и его оптимизация или замена;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор силовых трансформаторов их мощность и количество;

1 Характеристика объекта проектирования

ООО «СИБУР Тольятти» является одним из крупнейших предприятий нефтехимического комплекса России. В состав ООО «СИБУР Тольятти» входят производства по изготовлению различных марок синтетического каучука и определенных переходных и добавочных продуктов. Основными технологическими процессами являются ректификация, адсорбция углеводородного сырья, их конденсация, полимеризация мономеров, дегазация полимеризата, сушка каучуков.

Электроснабжение ООО «СИБУР Тольятти» осуществляется от ПС 110/6 кВ: ГПП-1, ГПП-2, ГПП-3, ГПП-4, ПС «Водозабор», находящиеся в обслуживании персонала ЭТЦ и ПС ТоТЭЦ Волжской генерирующей компании.

На ПС 110/6 кВ ГПП-1 установлены три силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью два по 31 500 кВА и один 32 000 кВА. На ПС 110/6 кВ ГПП-2 установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 31500 кВА. На ПС 110/6 кВ ГПП-3 установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 000 кВА. На ПС 110/6кВ ГПП-4 установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 000 кВА. На ПС «Водозабор» установлены два силовых трансформатора 35/6 кВ мощностью 10 000 кВА и один силовой трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 000 кВА. Остальные мощности задействованы от генераторов 6кВ ТоТЭЦ.

Перечень электрооборудования ГПП-2 представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Перечень электрооборудования ГПП-2

№ п/п	Наименование электрооборудования	Марка, тип	Год выпуска	Количество
1	Силовой трансформатор	ТДН-31500/110/6	1964	2
2	Трансформатор	ТМ-100/6/0,4	1977	2
3	Выключатель	Элегазовый 145PM40	2012	2
4	Разъединитель	SGF123100	2010	1
5	Разъединитель	SGF123100	2012	1
6	Реактор	РБАСМ-6x2000	1965	2
7	ОПН	ОПН-110/88- 10/900(III) 4 УХЛ1	2017	2
8	Трансформаторный ввод	ГТБТ-110/630	1986	2
9	Распределительное устройство	КРУ-26Э	1970	41 яч.

Таблица 1.1 показывает нам, что некоторое электрооборудование подверглось замене. Таким образом линейные разъединители, выключатель на стороне 110 кВ и ограничители перенапряжения не будут подвергаться замене. С другой стороны реакторы, силовые трансформаторы и распределительное устройство эксплуатируются с момента основания подстанции. Из этого делаем вывод что дальнейшая эксплуатация этого оборудования может привести к снижению надежности, потери электроэнергии или аварии. Это оборудования нужно заменить.

Таблица 1.2 – Технические данные отходящих фидеров ГПП-2

Потребители	№ фидера	Напряжение	Номинальная мощность, кВт	Тип и сечение кабеля	Номинальный ток, А	Длина, км
1 секция						
В-300-3	1	6,3	4300	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-2-30	2	6,3	9389	ААШ4(3x150)	900	0,67
КС-1-53	3	6,3		ААБЛ6 3(3x185)	750	0,4
В-317-2	7	6,3	2900	ААШВ6-2(3x120)	390	0,72
2 секция						
КС-2-53	34	6,3		ААБЛ6 3(3x185)	750	0,4
В-300-1	37	6,3	3300	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-317-3	39	6,3	2400	ААШВ6-2(3x120)	390	0,72
В-1-18	41	6,3	5500	АСБГ6 3(3x240)	890	1,2
3 секция						
В-317-4	11	6,3	2400	АСБГ6 3(3x185)	500	0,5
В-300-2	13	6,3	4300	ААШВ6-2(3x185)	500	0,3
В-2-46	14	6,3	4700	ААШ2(3x185)	500	0,4
В-3-30	15	6,3	6700	ААШ3(3x185)	750	0,67
4 секция						
В-2-19	20	6,3	4700	АСБГ6 3(3x240)	890	0,9
В-317-1	27	6,3	2900	ААШВ6-2(3x240)	390	0,72

2 Определение ожидаемых электрических нагрузок по подстанции

Перемена электропотребления во времени обуславливается научно-технологическими процессами производства и бытовым ритмом жизни населения. Изменение электрической нагрузки во времени представляется графически, аналитически либо в табличном виде.

В практике изучения энергопотребления используют сведения счётчиков электроэнергии, приняты посредством одинаковых интервалов времени. Уровень соотношения графика, снятого согласно показаниям счетчика, по сути находится в зависимости от интервала отсчета нагрузки:

$$\Delta t = \frac{T}{d}$$

В границах которого ее считают неизвестной

$$P_i = \frac{(W_i - W_{i+1})}{\Delta t}, \quad i = 1, 2, \dots, d,$$

Где W_i, W_{i+1} – сведения счетчиков активной энергии, снятые посредством равных промежутков времени.

Δt – количество интервалов постоянства, на которые разбит график электрической нагрузки. Чем меньше интервал, тем ближе будет записанный по счетчику график к действительному. [12]. Этот способ используется только для построения графика активной мощности, благодаря ему мы можем перейти к графикам реактивной и полной мощности:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi}, \quad I_i = \frac{S_i}{3U}, \quad i = 1, 2, \dots, d$$

Далее по данным самых загруженных дней строим графики нагрузки полной, активной и реактивной мощности подстанции ГПП-2.

По данным представленным в графике произведем выбор силовых трансформаторов их число и мощность на подстанции.

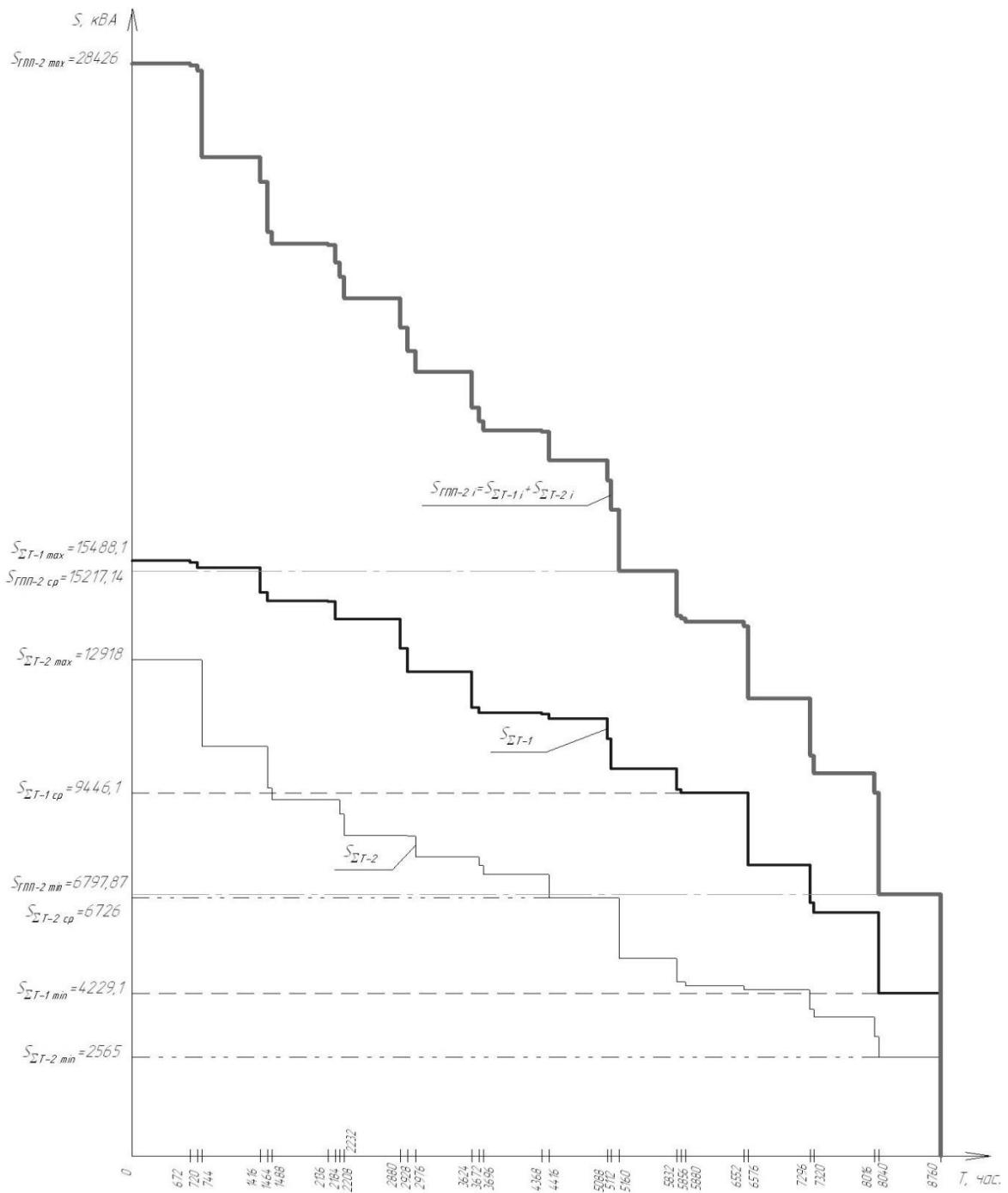


Рисунок 2.1 – Годовой график нагрузки подстанции ГПП-2

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

Исходя из расчетов во главе 2 максимальная мощность подстанции ГПП-2 составляет 28,43 МВА.

$$S_{max}^{ПС} = 28,43 \text{ МВА}$$

$$K_{1-2} = 0,8$$

$$K_{пер} = 1,4$$

$$n = 2$$

« K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории (в среднем для сетевых ПС и ГПП принимают равным 0,75... 0,85);

$K_{пер}$ – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора;

n – количество параллельно работающих трансформаторов ПС.» [2]

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{maxПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot n - 1} = \frac{28,43 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 2 - 1} = 16,25 \text{ МВА}$$

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{maxПС} \approx 0,7 \cdot 28,43 \approx 19,9 \text{ МВА}$$

Далее будем рассматривать трансформаторы мощностью 32 МВА и 40 МВА. Так как на подстанции стоит трансформатор мощностью 31,5 МВА, силовые трансформаторы с меньшей мощностью рассматривать бессмысленно, одна из причин это планирование сдачи в аренду 8 МВА мощности на площадке резидентов.

3.1 Расчет для трансформаторов 2хТДН- 32000/110/10 кВ

Трансформаторы нужной мощности производят в городе Тольятти, где и находится наш объект реконструкции. Поэтому выбор пал на силовой трансформатор производителя «Тольяттинский трансформатор», из-за лучшей стоимости транспортировки.

Параметры трансформатора:

$$S_{\text{ном.Т}} = 32 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = 25 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 145 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{кз, \%}} = 10,5\%$$

$$I_{\text{xx, \%}} = 0,28\%$$

$$k_{\text{ип}} = 0,05$$

Рассчитываем потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$Q_x = \frac{i_{\text{xx, \%}} \cdot S_{\text{ном.Т}}}{100} = \frac{0,28 \cdot 32 \cdot 1000}{100} = 89,6 \text{ кВар}$$

Определяем приведенные потери активной мощности трансформатора в ХХ режиме:

$$P'_x = \Delta P_{\text{xx}} + k_{\text{ип}} \cdot Q_x = 25 + 0,05 \cdot 89,6 = 29,48$$

Определим мощности, которые предполагается подключить к каждой из обмоток низшего напряжения.

$$S_{\text{н}} = S_{\text{maxПС}} = 16,25 \cdot 1000 = 16,25 \text{ МВА}$$

Рассчитываем степень загрузки обмоток высшего и каждой из обмоток низшего напряжения трансформатора с учетом аварийного режима (выхода одного из трансформаторов из строя), определяемую коэффициентом:

$$K_{\text{з.в}} = \frac{S_{\text{maxПС}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{28430}{32000} = 0,89$$

$$K_{\text{з.н}} = \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{16250}{32000} = 0,51$$

$$P_{к.в}=0, P_{к.н1}=P_{к.н2}=2 \cdot 160=320 \text{ кВт}$$

Рассчитаем напряжение при коротком замыкании:

$$U_{к.в}=0,125 \cdot U_{кз,\%}=0,125 \cdot 10,5=1,313\%$$

$$U_{к.н}=1,75 \cdot U_{кз,\%}=1,75 \cdot 10,5=18,375\%$$

Определим потери реактивной мощности в случае КЗ:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в} \cdot S_{ном.т}}{100} = \frac{1,313 \cdot 32 \cdot 1000}{100} = 420,16 \text{ кВар}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н} \cdot S_{ном.т}}{100} = \frac{18,375 \cdot 32 \cdot 1000}{100} = 5880 \text{ кВар}$$

Вычислим приведенные потери для активной мощности при КЗ

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{ип} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 420,16 = 21 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н1} + k_{ип} \cdot Q_{к.н} = 320 + 0,05 \cdot 5880 = 614 \text{ кВт}$$

Определим приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + K_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н}$$

$$P'_T = 29,48 + 0,89^2 \cdot 21 + 0,51^2 \cdot 614$$

$$P'_T = 205,81 \text{ кВт}$$

По [1]

Результаты дальнейших расчетов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета потерь для трансформаторов ТДН-32000/110/6 кВ

i	$S_{Bi}, \text{кВА}$	$S_{H1}, \text{кВА}$	$S_{H2}, \text{кВА}$	n_i	$T_i \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ кВт⋅ч	$K_{3,Bi}$	$K_{3,H1,i}$	$K_{3,H2,i}$	$\Delta W_{к.В i}$ кВт⋅ч	$\Delta W_{к.Н1 i}$ кВт⋅ч	$\Delta W_{к.Н2 i}$ кВт⋅ч
1	28426	15505,5	12920,5	2	672	39621,1	0,89	0,48	0,4	5567,88	48437,2	33633,1
2	28373,5	15453	12920,5	2	48	2830,08	0,89	0,48	0,4	396,24	3436,39	2402,36
3	28238,7	15318,2	12920,5	2	24	1415,04	0,88	0,48	0,4	196,24	1688,36	1201,18
4	25986,4	15318,2	10668,2	2	672	39621,1	0,81	0,48	0,33	4653,19	47274,2	22929,3
5	25341,1	14673	10668,2	2	48	2830,08	0,79	0,46	0,33	316,07	3098,25	1637,8
6	24040,1	14454,6	9585,5	2	24	1415,04	0,75	0,45	0,3	142,22	1503,36	661,12
7	23735,8	14454,6	9281,23	2	648	38206,1	0,74	0,45	0,29	3743,46	40590,6	16735
8	23709,6	14428,4	9281,23	2	48	2830,08	0,74	0,45	0,29	276,68	2995,82	1239,63
9	23253,5	13972,3	9281,23	2	24	1415,04	0,73	0,44	0,29	133,07	1404,71	619,81
10	22868,6	13972,3	8896,3	2	24	1415,04	0,71	0,44	0,28	128,7	1404,71	569,47
11	22312,3	13972,3	8340,03	2	648	38206,1	0,7	0,44	0,26	3307,91	37927,1	13512,9
12	21547,5	13207,5	8340,03	2	48	2830,08	0,67	0,41	0,26	228,52	2510,26	1000,96
13	20938,5	12613,6	8324,93	2	48	2830,08	0,65	0,39	0,26	215,79	2289,59	997,33
14	20409,4	12613,6	7795,8	2	648	38206,1	0,64	0,39	0,24	2767,73	30909,4	11806,9
15	19471,9	11676,1	7795,8	2	48	2830,08	0,61	0,36	0,24	186,62	1961,89	874,58
16	19113,7	11542,2	7571,5	2	24	1415,04	0,6	0,36	0,24	89,91	958,57	412,49
17	18877,7	11542,2	7335,5	2	672	39621,1	0,59	0,36	0,23	2455,58	26840	10840,9
18	18837,9	11502,4	7335,5	2	48	2830,08	0,59	0,36	0,23	174,66	1903,94	774,35
19	18102,9	11376,9	6726,04	2	672	39621,1	0,57	0,36	0,21	2258,16	26076,7	9114,37
20	17582,4	10856,3	6726,07	2	24	1415,04	0,55	0,34	0,21	76,08	848,04	325,52
21	16805,3	10079,2	6726,04	2	48	2830,08	0,53	0,31	0,21	139	1461,95	651,03
22	15217,1	10079,2	5137,93	2	672	39621,1	0,48	0,31	0,16	1595,6	20467,3	5318,44
23	14059	9529,21	4529,83	2	24	1415,04	0,44	0,3	0,14	48,64	653,38	147,64
24	13981,7	9451,91	4529,83	2	24	1415,04	0,44	0,3	0,14	48,11	642,82	147,64

Продолжение таблицы 3.1

25	13894	9451,91	4442,13	2	672	39621,12	0,43	0,3	0,14	1330,2	17998,94	3975,49
26	13777,2	9451,91	4325,27	2	24	1415,04	0,43	0,3	0,14	46,71	642,82	134,61
27	11903,5	7578,21	4325,27	2	720	42451,2	0,37	0,24	0,14	1046,09	12396,65	4038,29
28	10410,6	6587,61	3823,02	2	24	1415,04	0,33	0,21	0,12	26,67	312,25	105,16
29	9954,87	6339,85	3615,02	2	696	41036,16	0,31	0,2	0,11	707,24	8386,98	2726,9
30	9452,87	6339,85	3113,02	2	24	707,52	0,3	0,2	0,1	43,98	578,41	139,46
31	6797,71	4232,55	2565,16	2	720	21225,6	0,21	0,13	0,08	682,3	7734,02	2840,73
						494556,48				33029,27	355334,47	151514,34
										$\Delta W_{ki} = 539878,08$		
						$\Delta W_{\text{пс}} = 1034434,56$						

Вычисление экономической составляющей для трансформаторов ТДН-32000/110/10 кВ:

Расчет стоимости 1 кВт·ч электроэнергии «СИБУР Тольятти» составляет 2,5 руб/кВт·ч

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_3 = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_3 = 1034434,56 \cdot 2,5 = 2586086,4 \text{ руб}$$

Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$K = 2 \cdot 42000000 = 84 \text{ миллионов руб.}$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094$$

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 42000000 = 3,948 \text{ миллионов руб.}$$

$$I = I_0 + I_3 = 3948000 + 2586086,4 = 6,534 \text{ миллионов руб.}$$

$$E_n = 0,28$$

$$Z_{\text{пр1}} = E_n \cdot K + I = 0,28 \cdot 84000000 + 6534086,4 = 31734086,4 \text{ руб.}$$

3.2 Расчет для трансформаторов 2xТДН-40000/110/10 кВ

Параметры трансформатора:

$$S_{\text{НОМ.Т}} = 40 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{\text{XX}} = 22 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{КЗ}} = 170 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{КЗ, \%}} = 10,5\%$$

$$I_{\text{XX, \%}} = 0,28\%$$

$$k_{\text{ИП}} = 0,05$$

Рассчитываем потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$Q_x = \frac{i_{\text{XX, \%}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{100} = \frac{0,28 \cdot 40 \cdot 1000}{100} = 112 \text{ кВар}$$

Определяем приведенные потери активной мощности трансформатора в XX режиме:

$$P'_x = \Delta P_{\text{XX}} + k_{\text{ИП}} \cdot Q_x = 25 + 0,05 \cdot 112 = 27,6 \text{ кВт}$$

Определим мощности, которые предполагается подключить к каждой из обмоток низшего напряжения.

$$S_H = S_{\max \text{ПС}} = 16,25 \cdot 1000 = 16,25 \text{ МВА}$$

Рассчитываем степень загрузки обмоток высшего и каждой из обмоток низшего напряжения трансформатора с учетом аварийного режима (выхода одного из трансформаторов из строя), определяемую коэффициентом:

$$K_{з.в} = \frac{S_{\max \text{ПС}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{28430}{40000} = 0,711$$

$$K_{з.н} = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{16250}{40000} = 0,40$$

$$P_{к.в} = 0, P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 170 = 340 \text{ кВт}$$

Рассчитаем напряжение при коротком замыкании:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot U_{кз, \%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313\%$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot U_{кз, \%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%$$

Определим потери реактивной мощности в случае КЗ:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{100} = \frac{1,313 \cdot 40 \cdot 1000}{100} = 525,2 \text{ кВар}$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{100} = \frac{18,375 \cdot 40 \cdot 1000}{100} = 7350 \text{ кВар}$$

Вычислим приведенные потери для активной мощности при КЗ

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 525,2 = 26,26 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н1} + k_{\text{ип}} \cdot Q_{к.н} = 340 + 0,05 \cdot 7350 = 707,5 \text{ кВт}$$

Определим приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + K_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н}$$

$$P'_T = 27,6 + 0,711^2 \cdot 26,26 + 0,4^2 \cdot 707,5$$

$$P'_T = 154,1 \text{ кВт}$$

Таблица 3.2 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах типа ТДН-40000/110/6

i	S_{Bi} , кВа	S_{H1i} ,кВа	S_{H2i} ,кВа	n_i	T_i ч	ΔW_{xi} , кВт⋅ч	$K_{3.Bi}$	$K_{3.H1,i}$	$K_{3.H2,i}$	$\Delta W_{к.В i}$ кВт⋅ч	$\Delta W_{к.Н1 i}$ кВт⋅ч	$\Delta W_{к.Н2 i}$ кВт⋅ч
1	28426	15505,5	12920,5	2	672	37094,4	0,89	0,48	0,4	6962,51	55813,25	38754,7
2	28373,45	15452,95	12920,5	2	48	2649,6	0,89	0,48	0,4	495,48	3959,68	2768,19
3	28238,71	15318,21	12920,5	2	24	1324,8	0,88	0,48	0,4	245,4	1945,47	1384,1
4	25986,41	15318,21	10668,2	2	672	37094,4	0,81	0,48	0,33	5818,71	54473,06	26420,93
5	25341,1	14672,99	10668,2	2	48	2649,6	0,79	0,46	0,33	395,24	3570,1	1887,21
6	24040,1	14454,6	9585,5	2	24	1324,8	0,75	0,45	0,3	177,85	1732,3	761,79
7	23735,83	14454,6	9281,23	2	648	35769,6	0,74	0,45	0,29	4681,11	46771,75	19283,35
8	23709,63	14428,4	9281,23	2	48	2649,6	0,74	0,45	0,29	345,98	3452,03	1428,4
9	23253,53	13972,3	9281,23	2	24	1324,8	0,73	0,44	0,29	166,4	1618,61	714,2
10	22868,6	13972,3	8896,3	2	24	1324,8	0,71	0,44	0,28	160,94	1618,61	656,19
11	22312,33	13972,3	8340,03	2	648	35769,6	0,7	0,44	0,26	4136,47	43702,6	15570,65
12	21547,5	13207,47	8340,03	2	48	2649,6	0,67	0,41	0,26	258,75	2892,52	1153,38
13	20938,52	12613,59	8324,93	2	48	2649,6	0,65	0,39	0,26	169,83	2638,25	1149,21
14	20409,39	12613,59	7795,8	2	648	35769,6	0,64	0,39	0,24	3460,99	35616,31	13604,82
15	19471,89	11676,09	7795,8	2	48	2649,6	0,61	0,36	0,24	233,36	2260,65	1007,8
16	19113,66	11542,16	7571,5	2	24	1324,8	0,6	0,36	0,24	112,43	1104,54	475,3
17	18877,66	11542,16	7335,5	2	672	37094,4	0,59	0,36	0,23	3070,65	30927,15	12491,81
18	18837,86	11502,36	7335,5	2	48	2649,6	0,59	0,36	0,23	218,47	2193,81	892,27
19	18102,89	11376,85	6726,04	2	672	37094,4	0,57	0,36	0,21	2823,77	30047,6	10502,31
20	17582,38	10856,31	6726,07	2	24	1324,8	0,55	0,34	0,21	95,13	977,18	375,09
21	16805,25	10079,21	6726,04	2	48	2649,6	0,53	0,31	0,21	173,82	1684,52	750,16
22	15217,14	10079,21	5137,93	2	672	37094,4	0,48	0,31	0,16	1995,25	23584,07	6128,33
23	14059,04	9523,21	4529,83	2	24	1324,8	0,44	0,3	0,14	60,83	752,87	170,13
24	13981,74	9451,91	4529,83	2	24	1324,8	0,44	0,3	0,14	60,16	740,71	170,13

Продолжение таблица 3.2

25	13894,04	9451,91	4442,13	2	672	37094,4	0,43	0,3	0,14	1663,38	20739,82	4580,87
26	13777,18	9451,91	4325,27	2	24	1324,8	0,43	0,3	0,14	58,41	740,71	155,11
27	11903,48	7578,21	4325,27	2	720	39744	0,37	0,24	0,14	1308,11	14284,41	4653,24
28	10410,63	6587,61	3823,02	2	24	662,4	0,33	0,21	0,12	66,71	719,6	242,35
29	9954,87	6339,85	3615,02	2	696	19209,6	0,31	0,2	0,11	1768,79	19328,3	6284,3
30	9452,87	6339,85	3113,03	2	24	662,4	0,3	0,2	0,1	55	666,48	160,69
31	6797,71	4232,55	2565,16	2	720	19872	0,21	0,13	0,08	853,2	8911,75	3273,32
						443145,6				42220,06	419468,8	177850,29
										$\Delta W_{ki} = 639539,16$		
						$\Delta W_{ic} = 1082684,76$						

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\Delta} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\Delta} = 1082684,76 \cdot 2,5 = 2706711,9 \text{ руб}$$

Расчет экономической целесообразности выбора трансформаторов:

$$K = 2 \cdot 60000000 = 120 \text{ миллионов руб.}$$

$$P_{\text{сум}} = 0,094$$

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 60000000 = 5,64 \text{ миллионов руб.}$$

$$I = I_0 + I_{\Delta} = 5640000 + 2706711,9 = 8,347 \text{ миллионов руб.}$$

$$E_n = 0,28$$

$$Z_{\text{пр1}} = E_n \cdot K + I = 0,28 \cdot 120000000 + 6534086,4 = 40134086,4 \text{ руб. [16]}$$

Таким образом, в результате расчета технико-экономических показателей для установки на подстанции выбраны трансформаторы ТДН-32000/110/6 кВ.

4 Расчет токов короткого замыкания

Практическое использование электрооборудования подразумевает возникновение в электроустановках любой степени сложности токов короткого замыкания, что объясняется естественным старением изоляции, заводским браком, ошибками персонала, либо другими причинами. «Короткое замыкание – любое непредвиденное обычными условиями работы замыкание между фазами, или, в системах с заземленными нейтральными – между одной или несколькими фазами и землей (или нулевым проводом).» [16]

К последствиям подобных замыканий можно отнести: резкое возрастание токов в токоведущих частях, как следствие, провал напряжения в схеме, а в некоторых случаях – возникновение электрической дуги, что приводит к порче оборудования и возникновению пожара. Протекание токов большой силы приводит к перегреву токоведущих частей, а в некоторых случаях, и к их механической деформации. Следствием вышеизложенного являются перерывы в электроснабжении, нарушение технологических режимов, недоотпуск продукции.

Предотвращение коротких замыканий в сетях электроснабжения является одной из приоритетных задач.

4.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Данное вычисление производится в целях выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, а кроме того выполнения проектирования устройств заземления и остального оборудования. Составим расчетную схему ЭУ и обозначим точки КЗ (рисунок 4.1)

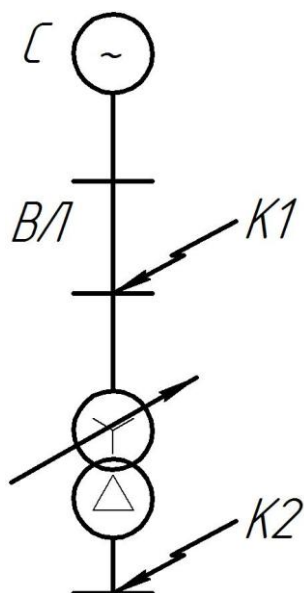


Рисунок 4.1 – Расчетная схема электроустановки

Далее, на основании данной схемы формируется эквивалентная схема замещения (рисунок 4.2)

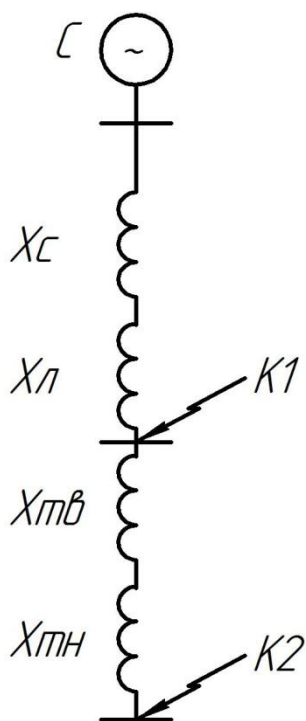


Рисунок 4.2 – Эквивалентная схема замещения

Произведем расчет сопротивлений схемы замещения сети ЭСН:

Зададимся базисными мощностью и ЭДС: $S_б = 1000$ МВА, $E_{б,c}'' = 1$.

Нам известно что, ГПП-2 питается с двух вводов: «Каучук-2» и «Каучук-3»,проводами АСКП-240 (длина 6,65 км) По справочным данным видим что:

$$X_{уд} = 0,39 \text{ Ом/км}$$

Так же расчеты проводятся в относительных единицах, поэтому сопротивление системы будет равным:

$$X_{*б,c} = 1,92$$

Расчете сопротивлений:

$$x_{*б,Т} = \frac{U_{кВ} \%}{100} \frac{S_б}{S_{НОМ.Т.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,3$$

$$x_{*б,ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 6,65 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2$$

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К1:

$$x_{*рез б} = x_{*б,c} + x_{*б,ВЛ} = 1,92 + 0,2 = 2,12$$

Произведем расчет базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

«Определим начальное среднеквадратичное значение периодической составляющей короткого замыкания тока» [9]:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{2,12} \cdot 5,02 = 2,37 \text{ кА}$$

Вычисляем ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,37 \cdot 1,8 = 6,03 \text{ кА}$$

-В точке К2:

$$x_{*рез б} = x_{*б,с} + x_{*б,ВЛ} + x_{*б,Т}$$
$$x_{*рез б} = 1,92 + 0,2 + 3,3 = 5,42$$

Выполним расчет базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,2} = 91,64 \text{ кА}$$

«Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ» [9]:

$$I_{n,0}^3 = \frac{E_{*б}''}{x_{*рез б}} \cdot I_б = \frac{1}{5,42} \cdot 91,64 = 16,91 \text{ кА}$$

Вычисляем ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^3 \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 16,91 \cdot 1,8 = 43,05 \text{ кА}$$

Величины токов КЗ в точке К3 аналогичны рассчитанным для точки К2. Далее рассчитаем токи несимметричных КЗ.

4.2 Расчет токов несимметричных КЗ

«Для расчета несимметричных токов КЗ составляется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.» [11].

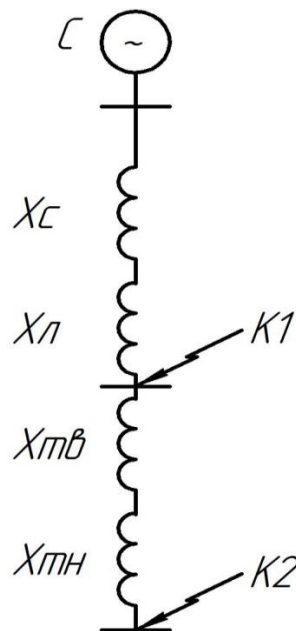


Рисунок 4.3 – Схема замещения прямой и обратной последовательности

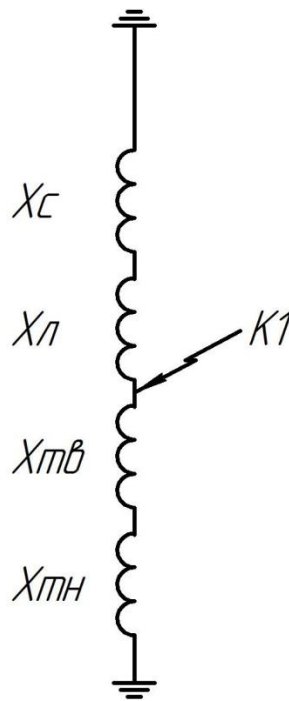


Рисунок 4.4 – Схема замещения нулевой последовательности.

-Расчет для точки К1:

Расчет сопротивления прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*6,c} + x_{*6,вл} = 1,92 + 0,2 = 2,12$$

Выполним вычисление сопротивления нулевой последовательности:

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{*6,c} \cdot x_{*6,л}}{x_{*6,c} + x_{*6,л}}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{1,92 \cdot 0,2}{1,92 + 0,2} = 0,181$$

Производим вычисление тока однофазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{3}{2,12 + 2,12 + 0,181} \cdot 5,02 = 3,41 \text{ кА}$$

Определяем путем расчет ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_6 = \frac{\sqrt{3}}{2,12 + 2,12} \cdot 5,02 = 2,05 \text{ кА}$$

Вычислим ток двухфазного КЗ на землю:

$$I_{п,0}^{1,1} = m^{1,1} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_6$$

$$I_{п,о}^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1 - \frac{2,12 \cdot 0,181}{2,12 + 0,181}} \cdot \frac{1}{2,12 + \frac{2,12 \cdot 0,181}{2,12 + 0,181}} \cdot 5,02 = 3,67 \text{ кА}$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^1 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,41 \cdot 1,8 = 8,7 \text{ кА}$$

$$i_{уд}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,05 \cdot 1,8 = 5,22 \text{ кА}$$

$$i_{уд}^{1,1} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{1,1} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,67 \cdot 1,8 = 9,34 \text{ кА}$$

- Для точек К2 и К3:

Так как обмотка низкого напряжения трансформатора соединена по схеме треугольник, токи нулевой последовательности на ступени низкого напряжения протекать не будут. Следовательно, однофазное КЗ сводится к простому, токи которого, в данном случае, пренебрежительно малы, а ток $K^{(1,1)}$ равен току двухфазного КЗ. Таким образом, для данной точки расчету подлежит только двухфазное короткое замыкание.

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*б,с} + x_{*б,вл} + x_{*б,т} = 1,92 + 0,2 + 3,3 = 5,42$$

Определим ток двухфазного КЗ:

$$I_{п,о}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*б}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_б = \frac{\sqrt{3}}{5,42 + 5,42} \cdot 91,64 = 14,64 \text{ кА}$$

Расчет ударных токов:

$$i_{уд}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^2 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,64 \cdot 1,8 = 37,27 \text{ кА}$$

Знание токов коротких замыканий в различных точках позволяет произвести выбор оборудования электрических сетей таким образом, чтобы оно в аварийном режиме обеспечивало функционирование сети так же, как и в нормальном. Произведем выбор электрических аппаратов и проводников в следующем пункте.

5 Выбор электрических проводников и аппаратов.

Одной из основных составляющих понизительной подстанции является электрическое оборудование и проводники.

Компоновка подстанции подразумевает установку, и, соответственно выбор, следующего оборудования:

- Высоковольтных выключателей
- Разъединителей
- Трансформаторов тока
- Трансформаторов напряжения

Все оборудование должно соответствовать условиям окружающей среды.

5.1 Выбор выключателей

Расчетные токи продолжительного режима:

$$I_{max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} \cdot 1,4 = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} \cdot 1,4 = 2053 \text{ А}$$

$$B_K = I_{n,0}^{1,1} \cdot t_{откл.в.} + T_a = 30,1^2 \cdot 0,01 + 0,12$$
$$B_K = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

«где $t_{откл.в.}$ – время полное, за которое выключатель отключается

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,02 + 0,03 = 0,05 \text{ с}$$

где $t_{с.в.}$ - собственное время срабатывания выключателя

$t_{р.з.}$ - время срабатывания релейной защиты» [8].

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{1,1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 30,1 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 28,1 \text{ кА}$$

По результатам вышеизложенного расчета для секционной ячейки и вводных кабелей выберем выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЦ-Э-6-40/2500 У2.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя приведена в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЦ-Э-6-40/2500 У2

$U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2053 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{n,0}^{1,1} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 28,1 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01 \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 40 = 28,3 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{1,1} + i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 30,1 + 28,1$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{1,1} + i_{\alpha,\tau} = 70,7 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100} \right) = 79,2 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 30,1$	$I_{n,pc} = 40 \text{ кА}$
$i_{yд} = 76,61 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot c$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot c$

Выключатель ВВУ-СЭЦ-Э-6-40/2500 У2 был проверен на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. На основании данной проверки можно сделать вывод о том, что он удовлетворяет требованиям надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь.

Для унификации оборудования КРУ, для установки в ячейки секционных, вводных и фидерных выключателей примем одинаковые выключатели.

Для проверки выберем выключатель ввода В-300-3.

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}} \cdot 1,4 = 251,744 \cdot 1,4 = 352,442 \text{ А}$$

$$B_K = I_{n,0}^{1,1}{}^2 \cdot t_{\text{откл.в.}} + T_a = 30,1^2 \cdot 0,01 + 0,12$$

$$B_K = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \cdot I_{n,0}^{1,1} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \bar{2} \cdot 30,1 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 28,1 \text{ кА}$$

По результатам вышеизложенного расчета выбираем выключатель вакуумный с электромагнитным приводом типа ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/630.

Ведомость проверки высоковольтного выключателя приведена в таблице

5.2

Таблица 5.2 - Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/630

$U_{\text{ном. сети}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 352,442 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{n,0}^{1,1} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\alpha,\tau} = 28,1 \text{ кА}$	$i_{\alpha,\text{ном}} = \bar{2} \beta_{\text{нор}} \cdot 0,01 \cdot I_{\text{откл.ном.}}$ $i_{\alpha,\text{ном}} = \bar{2} \cdot 0,5 \cdot 20 = 28,3 \text{ кА}$
$\bar{2} \cdot I_{n,0}^{1,1} + i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \cdot 30,1 + 28,1$ $\bar{2} \cdot I_{n,0}^{1,1} + i_{\alpha,\tau} = 70,7 \text{ кА}$	$\bar{2} \cdot I_{\text{откл.ном.}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \right) =$ $= \bar{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{60}{100} \right) = 113,14 \text{ кА}$
$I_{n,0} = 30,1 \text{ кА}$	$I_{n,pc} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 76,61 \text{ кА}$	$i_{n,pc} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель был ВВУ-СЭЩ-Э-6-40/630 проверен на соответствие каталожных данных реальным параметрам рассматриваемой цепи. На основании данной проверки можно сделать вывод о том, что он удовлетворяет требованиям надежности срабатывания и по всем параметрам подходит для установки в заданную цепь.

5.2 Выбор трансформаторов тока

Максимальный расчетный ток:

$$I_{max} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 2} \cdot 1,4 = 2053 \text{ А}$$

По рассчитанным данным выберем трансформатор ТОЛ-СЭЦ-70

Ведомость проверки ТТ на соответствие заданным параметрам приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЦ-70

$U_{ном. сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2053 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 76,61 \text{ кА}$	$i_{д} = 40 \text{ кА}$
$B_k = 117,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-70 соответствует заданным параметрам и подходит для рассматриваемой цепи.

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока (таблица 5.4). В целях регистрации несимметрии фаз и оперативного на нее реагирования, а также обеспечения постов управления наиболее полной информацией, установим измерительные приборы в каждую из фаз трехфазной сети

Таблица 5.4 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА 3020-5	0,6	0,6	0,6
		0,07	0,07	0,07
Ваттметр	СР 3020	0,07	0,07	0,07
Варметр	СР 3020	0,07	0,07	0,07

Продолжение таблицы 5.4

Счетчик активной и реактивной мощности	СЕ 303	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		0,84	0,84	0,84

$S_{\text{приб}} = 0,84 \text{ ВА}$ – мощность прибора

$R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов

$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,84}{5^2} = 0,034 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{к}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,34 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом}$$

Длину соединительных проводов с медными жилами постановим равной 80 м. Произведем определение необходимого сечения проводников:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{1,07} = 2,11 \text{ мм}^2$$

Выберем алюминиевый провод сечением 2,5 мм (минимально допустимое сечение по условиям механической прочности). Далее выберем трансформаторы напряжения.

5.3 Выбор трансформаторов напряжения

Определим ожидаемую вторичную нагрузку ТН (таблица 5.5):

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, вар
Вольтметр	СВ3020-100	4	1	1	0	4	-
Блок Seram	«Seram»	2,5	3	1	0	7,5	-
Счетчик активной и реактивной энергии	ПСЧ-4ТМ.05.МК	1,9	3	0,38	0,925	2,166	5,3
Итого						13,7	5,3

По полной вторичной нагрузке выбираем трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-6 - трансформатор напряжения однофазный с литой изоляцией. СЭЩ – обозначение фирмы-производителя.

5.4 Выбор кабелей

-Выберем кабель для питания приемника

Поскольку потребитель имеет первую категорию надежности, для его электроснабжения нужно применить не менее 2-х цепей, каждая из которых способна обеспечить потребитель электроэнергией в режиме максимальной загрузки. По допустимой токовой нагрузке выбираем две цепи, каждая из которых состоит из 3-х параллельных кабелей ВБШвнг(А)-LS. Прокладку осуществим по воздуху.

Проведем проверку выбрано цепи по условию термической стойкости:

Находим интеграл Джоуля (примем ток КЗ равным расчетному току КЗ на стороне НН подстанции для повышения запаса термической стойкости – на самом деле, ток при КЗ на КЛ будет ниже расчетного в связи с учетом при его расчете сопротивления ячеек КРУ и проводников шинного моста: обмотка низкого напряжения трансформатора - КРУ):

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot t_{p.z.} + t_T + T_a = 30,1^2 \cdot 0,01 + 0,2 + 0,12 = 289,9 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$C_T = 140 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}$$

Следовательно, линия с кабелями ВБШвнг(А)-LS соответствует надлежащему показателю термической стойкости и допускается к монтажу.

6 Выбор оперативного тока

«Руководство выключателями, сигнализацией, автоматикой, связью исполняется оперативным током.

Для питания оперативных цепей подстанции допускается применять переменный или постоянный ток.

На подстанции 6 кВ с выключателями на стороне высокого напряжения используем постоянный оперативный ток. Установки постоянного оперативного тока обеспечивают надежную и оперативную работу электрооборудования. Электротехническая промышленность серийно изготавливает аппаратуру к приводам выключателей для работы непосредственно на постоянном оперативном токе.» [13].

7 Определение собственных нужд подстанции

Для обеспечения нормального функционирования подстанции, необходимо обеспечить вспомогательное оборудование, которое на ней установлено, электроэнергией. Для этого, как правило применяются трансформаторы собственных нужд. Определим состав собственных нужд трансформаторной подстанции:

Таблица 7.1 – Ведомость вспомогательного оборудования ПС

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность P , кВт
1	Подогрев и освещение шкафов КРУ	10
2	Аппараты управления оперативным током(АОУТ)	0,1
3	Освещение подстанции	0,2
Итого		10,3 кВт

Питание оперативных цепей постоянного тока осуществляется от АОУТ-2--220 , который питается от ЩС-1 и ЩС-2. ЩС-1,2 запитаны со сборных шин 0,4 кВ. Так же от ЩС запитано основное, аварийное освещение ПС и ящик собственных нужд.

На основании вышеизложенных данных для обеспечения собственных нужд подстанции выберем два сухих трансформатора 2хТСН-100/10/0,4 кВ.

8 Релейная защита

Обеспечение высокого качества производимой продукции тесно связано с высокой надежностью электроснабжения промышленных предприятий, а также, объектов инфраструктуры, которые дают возможность персоналу, обслуживающему производственные комплексы, комфортно отдыхать в свободное от работы время, а также, своевременно добираться до рабочего места.

В свою очередь, задача повышения надежности электроснабжения достигается путем применения на подстанциях, питающих объекты инфраструктуры, современных устройств релейной защиты и автоматики, позволяющих не только своевременно отключать поврежденные участки линий, перепоручая потребители резервным источникам питания, но и способствуют ускорению взаимодействия систем электроснабжения путем внедрения АСУ (автоматизированных систем управления). Одним из наиболее значимых объектов электроэнергетических сетей является понизительная подстанция, сердце которой – силовой трансформатор требует особенно тщательного контроля внутренних и внешних параметров.

На ГПП-2 релейная защита исполнена на базе SepamT87, Sepam49, SepamT40 (диф. защита).

На стороне 6 кВ защита исполнена двухступенчатой МТЗ, на отходящих линиях установлены токовая отсечка и МДТ с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Все потребители запитанные от подстанции относятся к 1 и 2 категории надежности электроснабжения, следовательно предполагается автоматическое включение резерва (АВР); автоматическое включение обогрева счетчиков и помещений с трансформатором собственных нужд и АВР самих трансформаторов собственных нужд.

Для выполнения описанных защит предлагается защита на базе Seram 20, представленная защита показала себя на практике как безотказная и надежная.

9 Расчет заземления подстанции

Электроустановки, в части, которая не находится под напряжением, должны подвергаться заземлению, дабы предотвратить негативные последствия касания человеком частей кожуха, или опорных конструкций, к которым, например, в результате короткого замыкания, оказалась подведена разность потенциалов. Данная мера реализуется за счет закладки под всю площадь подстанции проводящего контура с вертикальными заземлителями. Это называется сложным искусственным заземлителем.

Расчет произведем в следующем порядке:

По [17, с. 97] находим «допустимое напряжение прикосновения

$U_{\text{пр.доп.}} = 500 \text{ В}$ для $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,07 = 0,08 \text{ с}$ – длительность воздействия. Определяем разность потенциалов заземлителя:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\text{п}}} = \frac{500}{0,17} = 2941,2 \text{ Ом},$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент напряжения прикосновения; для сложных заземлителей определяется по формуле:

$$k_{\text{п}} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_{\text{в}}L_{\text{г}}}{a S}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,88}{\left(\frac{5 \cdot 128}{5 \cdot 240}\right)^{0,45}} = 0,17$$

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

$L_{\text{г}} = 128 \text{ м}$ – длина заземлителей по горизонтали, м;

$a = 5 \text{ м}$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S = 240 \text{ м}^2$ – площадь заземляющего устройства, м^2 ;

$M = 0,5$ – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , в соответствии с [17, с.96]

« β – коэффициент сопротивления тела человека $R_{\text{ч}}$ и растекания тока от ступней $R_{\text{с}}$ »:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 84} = 0,88$$

Для расчетов принимается: $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$, $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с.}}$, где $\rho_{\text{в.с.}}$ – сопротивление верхнего слоя земли удельное, $\text{Ом} \cdot \text{м}$. $\rho_{\text{в.с.}} = 84 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Поскольку, $U_3 = I_3 R_3$, сопротивление заземляющего устройства должно быть, Ом:

$$R_{3,\text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{2941,2}{9100} = 0,32 \text{ Ом},$$

где I_3 – расчетный ток однофазного КЗ на стороне 110 кВ. $I_3 = 9,1 \text{ кА}$.

Установим общее сопротивление сложного заземлителя, Ом:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\bar{S}} + \frac{\rho_3}{L_{\Gamma} + L_{\text{В}}};$$

Рассчитаем количество ячеек по сторонам условного квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \bar{S}} - 1 = \frac{128}{2 \cdot \overline{240}} - 1 = 3,1;$$

принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчетной модели

$$L'_{\Gamma} = 2 \bar{S} m + 1 = 2 \overline{240} \cdot (3 + 1) = 124 \text{ м}.$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{\overline{240}}{3} = 5,17 \text{ м}.$$

Наиболее рациональное использование вертикальных электродов достигается при их размещении по периметру заземлителя. Количество вертикальных заземлителей при их месторасположении по периметру:

$$n_{\text{В}} = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_{\text{В}}} = \frac{\overline{240} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 12,4$$

принимаем $n_{\text{В}} = 12$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{B\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 12 = 60 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{S} = \frac{5 + 0,7}{240} = 0,368 > 0,1,$$

тогда

$$A = H_{\text{отн}} - 0,25 \frac{l_B + t}{S} = 0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{240} = 0,293.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя при погонном сопротивлении материала заземлителя (алюминиевая полоса) 27 Ом/м

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,293 \frac{84}{240} + \frac{84}{124 + 60} = 2,044 \text{ Ом,}$$

что больше $R_{3,\text{доп}} = 0,32 \text{ Ом.}$

10 Расчет молниезащиты подстанции

Молниезащита предназначена для защиты здания и аппаратуры пониженной трансформаторной подстанции от прямых ударов молнии. Она организуется посредством молниеотводов, проводников, соединяющих молниеотвод и землю и заземлителей.

Так как вся ГПП-2 попадает под защищаемый участок молниеотводов представленными стержнями из стали и размещенными на верхней точке четырех порталов, на высоте 11 метров, установленных в 1967 году, расчет молниеотводов выполняться не будет.

Заключение

Представленная выше выпускная работа ставила своей целью повышение безопасности эксплуатации электроустановок, повышение надежности электроснабжения и оптимизация энергопотребления. Поэтому была выполнена реконструкция электрической части ГПП №2 ООО «СИБУР Тольятти».

В ходе выполнения работы было выбрано число, тип и мощность силовых трансформаторов. Выяснилось, что для подстанции экономически выгодна мощность трансформаторов в 32 МВА. Были установлены новые двухобмоточные трансформаторы типа ТДН-32000/110/6 производителя ООО «Тольяттинский трансформатор»

Так же были рассчитаны токи короткого замыкания на напряжение выше 1 кВ. В ходе расчета был найден наиболее тяжелый тип короткого замыкания – двухфазное замыкание на землю.

Кроме того, выбрано иное оборудование, а также, проводники, обеспечивающие стабильное функционирование объекта энергосистемы в нормальном и аварийном режимах.

Определены оперативный ток и собственные нужды подстанции, а также, произведён расчет заземления и молниезащиты.

Таким образом, реконструкция данной понизительной подстанции привело к повышению надежности электроснабжения основного производства и части вспомогательных производств ООО «СИБУР Тольятти»

Список используемых источников

- 1 Вахнина В.В., Горячева В.Л., Степкина Ю.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Тольятти: ТГУ, 2004. 92 с.
- 2 Вахнина В.В., Черненко А.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно–методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / ТГУ. Тольятти, 2007. 54с.
- 3 ГОСТ 12.2.007.2-75. Библиографическая ссылка. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Москва: Издательство стандартов, 2001. 5 с.
- 4 ГОСТ 15597-82. Библиографическая ссылка. Светильники для производственных зданий. Общие технические условия. Москва: Издательство стандартов, 1982. 8 с.
- 5 ГОСТ 18397-86. Библиографическая ссылка. Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутационных операций общие технические условия. Москва: Издательство стандартов, 1986. 17 с.
- 6 ГОСТ 1839-80. Библиографическая ссылка. Трубы и муфты асбестоцементные для безнапорных трубопроводов. Москва: Издательство стандартов, 1980. 4 с.
- 7 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций: утв. Минэнерго России от 30.06.2003 №280. М.: МЭИ, 2004. 41 с.
- 8 Морозова Н.Ю. Электротехника и электроника. Москва: Академия, 2013. 288 с.
- 9 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / НЦ ЭНАС. Москва, 2001. 163 с.
- 10 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. М.:ФОРУМ-ИНФРА-М, 2006. 480 с.

- 11 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб.пособие для вузов / И.П. Крючков [и др.]. М.: Академия, 2006. 416 с.
- 12 Рожкова Л.Д. Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Москва: Издательский центр «Академия», 2004. 448 с.
- 13 Сенько В.В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС: учеб.метод. пособие. Тольятти: ТГУ, 2007. 59 с.
- 14 Сенько В.В. Электромагнитные переходные процессы с нарушением симметричной работы СЭС: учеб.метод. пособие для курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 40 с.
- 15 СНиП 2.05.06-85. Библиографическая ссылка. Подземная прокладка трубопроводов. Москва: Издательство стандартов, 1985. 6 с.
- 16 Григорьев В.И. Справочная книга электрика. М.: Колос, 2004. 746 с.
- 17 Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / ТГУ. Тольятти, 2007. 123 с.
- 18 Степкина Ю.В., Вахнина В.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб.пособие / ТГУ. Тольятти, 2006. 150 с.
- 19 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Библиографическая ссылка. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). Москва: Издательство стандартов, 2009. 96 с.
- 20 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Библиографическая ссылка. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. Москва: Издательство стандартов, 2009. 96 с.
- 21 Survey about Classical and Innovative Definitions of the Power Quantities Under Nonsinusoidal Conditions / G. Bucci, F. Ciancetta, E. Fiorucci, A. Ometto // International Journal of Emerging Electric Power Systems, 2017. p. 1-16

22 Fofana I., Hajaj Y. Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers // Energies. 2016. P. 26.

23 Miele N. Substation/Enclosed Switchgear/PCC Fundamentals. LEED AP PACS Industries, 2015, 85 p.

24 Petkova N. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers // TEM Journal. 2015. № 2. P. 125-129

25 An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System / Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., Gonzalez-Perez J., Lozano-Dorantes R // Engineering, Technology & Applied Science Research. 2016. № 5. P. 1130-1132