

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрен вариант реконструкции ПС «Восточная».

На начальном этапе в работе произведены:

- анализ существующих величин нагрузок на подстанции Центрального района г. Тольятти;
- выведен рост нагрузок до 2017 г. по планируемым объектам в Центральном районе;
- оценка состояния оборудования, установленного на подстанции;
- расчет электрических параметров схемы;
- расчет токов короткого замыкания.

В завершении, был сделан выбор оборудования по исходным расчетным значениям, использована улучшенная схема. Конечный выбор оборудования сделан на основании технико-экономического обоснования.

В работе рассмотрены вопросы и техника безопасности и охрана труда процесса реконструкции ПС «Восточная», включающая: анализ вредных производственных факторов на персонал и средства защиты от них, аттестация рабочего места по условиям труда. Произведены расчеты защитного заземления и молниезащиты.

Abstract

The title of the diploma paper is: «Reconstruction of substation 110/6 kV "Vostochnaya"». This graduation work is about the process of forming a substation reconstruction project.

The subject of the graduation work is the substation 110/6 kV «Vostochnaya», placed in western part of central district of Togliatti and, in particular, its electrical part. The key issue of the graduation work is the carrying out a reconstruction procedures for renovation of the electrical part of substation, with is necessary for rise of safety and efficiency of power equipment. We touch upon the problem of rusty, outdated power transformer and ineffective system of relay protection and a number of other types of structures, which should conform to the existing norms and regulations. We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions.

We study the role of system of operative current in the functioning of the building as a single unified electrotechnical complex and analyze the technical condition of it. We also examine how voltage level affect to work conditions of power transformers and circuit-breakers and develop solutions to improve it.

In conclusion we'd like to stress that taking into consideration the fact that the substation has not undergone major repairs since the construction, the graduation project will allow us to fully prepare for the upcoming reconstruction. The technique applied has confirmed that the state of the electrical part of the substation does not comply with the existing norms and rules and needs reconstruction.

Содержание

	Введение	6
1	Характеристика подстанции 110/6 «Восточная»	7
1.1	Характеристика потребителей подстанции	7
1.2	Обоснование реконструкции	8
2	Разработка мероприятий по реконструкции подстанции	9
3	Расчет нагрузок подстанции	10
4	Выбор типа, числа и мощности трансформаторов	15
5	Выбор электрической схемы подстанции	20
6	Расчет токов короткого замыкания	23
7	Выбор электрических аппаратов и проводников	27
7.1	Выбор выключателей	27
7.2	Выбор разъединителей	31
7.3	Выбор трансформаторов тока	33
7.4	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	35
7.5	Выбор ограничителей перенапряжения на шинах 110 кВ	35
7.6	Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ (нейтраль силового трансформатора)	39
7.7	Выбор ограничителей перенапряжения 6 кВ	39
7.8	Выбор токоограничивающего реактора	42
7.9	Выбор проводов, шинных мостов	42
7.10	Выбор дугогасящих реакторов	43
8	Релейная защита	46
9	Собственные нужды подстанции	47
10	Описание рабочего места ,оборудования и выполняемых технологических операций	50
10.1	Идентификация опасных и вредных производственных факторов	52
10.2	Напряженность электрического и магнитного полей	52
10.3	Организационное мероприятия, обеспечивающие безопасное производство работ	54

10.4	Технические мероприятия по электробезопасности	55
10.5	Расчет заземляющих устройств ПС 110/6 «Восточная»	55
10.6	Молниезащита на ПС 110/6 «Восточная»	59
	Заключение	63
	Список используемых источников	64

Введение

Электрическая энергия в развитии общества заняла основную ступень, аналогичными с ней, по использованию быстроразвивающиеся информационные технологии, применение которых не может быть без электрической энергии.

Особенностью электроэнергетической отрасли является то, что всегда должен присутствовать баланс между выработкой и потреблением.

Целью бакалаврской работы является повышение технико-экономических показателей реконструируемой подстанции, исходя из затрат финансов, оснащения и использование материалов и современного оборудования подстанция будет для обеспечения требуемой надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

В настоящем проекте рассматриваются следующие задачи:

- замена существующих трансформаторов на более мощные, типа ТДН-25000/110-У1;
- замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели;
- установка токоограничивающих реакторов на ввод Т1 и Т2;
- установка трансформаторов напряжения 110 кВ;
- замена разрядников на ограничители перенапряжения.

Кроме того, при проектировании учтена задача по повышению надежности электроснабжения настоящих и многообещающих покупателей.

Проектирование велось в соответствии с требованиями руководящих и нормативных документов (ПУЭ, ПТЭ и т.д.)

Реконструкция подстанции дает возможность:

- а) увеличить безопасность электроснабжения
- б) качество электрической энергии у покупателей
- в) снизить потери электроэнергии
- г) затраты на эксплуатацию.

1 Характеристика подстанции 110/6 «Восточная»

ПС «Восточная» расположена в Центральном районе, г. Тольятти, по ул. Новозаводская, 27 квартал, и предназначена для снабжения электрической энергией потребителей города Тольятти. Подстанция была построена в 1965 году.

Питание подстанция 110/6 кВ «Восточная» осуществляется от подстанции «Левобережная» с классами напряжений 220/110/10 кВ по двухцепным линиям электропередач 110кВ Восточная-1, Восточная-2.

Электрооборудование на подстанции морально и физически устарело, поэтому назрела ее реконструкция .

1.1 Характеристика потребителей подстанции

В таблице 1.1 показаны характеристики потребителей подстанции 110/6 «Восточная» с количеством населения, питаемого от каждого фидера.

Таблица 1.1 – Характеристика потребителей подстанции

Наименование присоединения	Средняя потребляемая мощность (мВт)		Количество населения (чел.)	Населенные пункты	Потребители
	Зима	Лето			
1 сек.ш.-6	10,76	7,91	23750		
Ф-6	1,18	1,21	2990	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
Ф-8	0	1,57	6075	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
Ф-9	2,58	0		г.Тольятти	ЗАО «ССК»
Ф-10	0,78	0,52	1760	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
Ф-11	1,26	0,86	2285	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
Ф-12	0,5	0,41		г.Тольятти	МУП ТТУ
Ф-13	2,17	1,68	5100	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
Ф-15	1,04	0,74	2375	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
Ф-17	1,25	0,92	3165	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
2 сек.ш.-6	7,11	4,94	10295		
Ф-21	1,22	0,83	2460	г.Тольятти	ЗАО «Квант»
Ф-22	0,01	0,01		г.Тольятти	МУП ТТУ
Ф-23	0,22	0,17		г.Тольятти	ЗАО «Квант»

1.2 Обоснование реконструкции

Подстанция «Восточная» обеспечивает электроэнергией приемников 1 и 2-ой категорий, сбой в электроснабжении которых недопустим.

Реконструкция увеличит объем передаваемой электроэнергии, для города, гарантирует увеличение степени надежности электроснабжения, как населения, так и объектов общественно-цивилизованного направления и промышленных потребителей.

Увеличение полезного отпуска электроэнергии при этом в 1-й год эксплуатации ПС составит 1 000 тыс. кВтч.

На долгосрочную перспективу планируется увеличение полезного отпуска в объеме 62,2 млн. кВт*ч к 2024 г. Потенциально возможное количество дополнительно отпускаемой мощности с ПС составит 1,13 млн. кВт*ч.

2 Разработка мероприятий по реконструкции подстанции

При реконструкции подстанции предусматривается замена оборудования ОРУ-110 кВ с применением блочно-модульных конструкций без расширения территории и без изменения существующих компоновочных решений на ПС.

Реконструкция ПС предусматривает :

а) замена существующих Т1 и Т2 мощность ТДН -1600/110 на новый типа ТДН-25000/110-У1.

б) замена силового оборудования секции шин и ремонтной перемычки.

в) на стороне 6 кВ предусматривается установка комплекта токоограничивающих реакторов на ввод Т1 и Т2, дугогасящей группы на секции шин 6 кВ.

Предусматривается реконструкция АИИС КУЭ в объеме вновь устанавливаемого оборудования, модернизация системы телемеханики, организация канала связи по ВОЛС для передачи данных АИИС КУЭ, ТМ, диспетчерской телефонной связи и охранно-пожарной сигнализации.

3 Расчет нагрузок подстанции

В последние годы наблюдается повышение нагрузок на подстанции за счет застройки территорий города торговыми центрами, многоэтажными жилыми домами и увеличением запросов населения на потребление электроэнергии.

С этой целью для формирования графиков нагрузки и установления ее вершин проводились летние и зимние замерные дни.

Сведения дневных ведомостей подстанций «Восточная» за пятнадцатое июня и по двадцать первое декабря две тысячи семнадцатого года даны операторской службой Жигулевского ПО. Данные сведения подвергнуты обработке и презентованы в варианты таблиц.

Таблица 3.1 – Сведения летнего измерительного дня 15 июня 2017 года

Время, ч	Напряжение 1 секции, кВ	Ток 1 секции, А	Мощность 1 секции, кВт	Мощность 1 секции, квар	Мощность 1 секции, кВА	Напряжение 2 секции, кВ	Ток 2 секции, А	Мощность 2 секции, кВт	Мощность 2 секции, квар	Мощность 2 секции, кВА
0	6,3	99	1160	704	1357	6,3	45	655	458	799
1	6,3	91	1076	788	1334	6,3	31	611	430	747
2	6,3	90,5	1048	738	1282	6,3	32	620	522	810
3	6,3	85	1117	836	1395	6,3	30	626	530	820
4	6,3	82,5	891	695	1130	6,3	28	490	443	661
5	6,3	82	935	729	1186	6,3	28	588	465	750
6	6,3	88,5	1163	720	1368	6,3	29	729	475	870
7	6,3	94,5	1346	731	1532	6,3	41	909	516	1045
8	6,3	119	1589	792	1775	6,3	55	1092	530	1214
9	6,3	136,5	1564	800	1757	6,3	68	1166	538	1284
10	6,3	141,5	1820	860	2013	6,3	70	1319	593	1446
11	6,3	149	1721	868	1928	6,3	73	1304	597	1434
12	6,3	151	1999	901	2193	6,3	72,5	1347	618	1482
13	6,3	149	1796	933	2024	6,3	73	1329	628	1470
14	6,3	145	1675	840	1874	6,3	72	1178	561	1305
15	6,3	144,5	1645	895	1873	6,3	68	1225	588	1359
16	6,3	143,5	1838	963	2075	6,3	68	1272	625	1417
17	6,3	136,5	1572	863	1793	6,3	64	1135	562	1267
18	6,3	135,5	1563	835	1772	6,3	62	1090	551	1221
19	6,3	141,5	1763	812	1941	6,3	62	1098	535	1221
20	6,3	142	1742	847	1937	6,3	62	1088	548	1218

Продолжение таблицы 3.1

19	6,3	141,5	1763	812	1941	6,3	62	1098	535	1221
20	6,3	142	1742	847	1937	6,3	62	1088	548	1218
21	6,3	143	1775	772	1936	6,3	62	1124	515	1236
22	6,3	144,5	1787	782	1951	6,3	61	1037	608	1202
23	6,3	134	1553	779	1737	6,3	55	912	419	1004

На рисунках 3.1 и 3.2 показаны суточные графики нагрузок трансформаторов Т-1 и Т-2 за летний замерный день 15 июня 2017 года

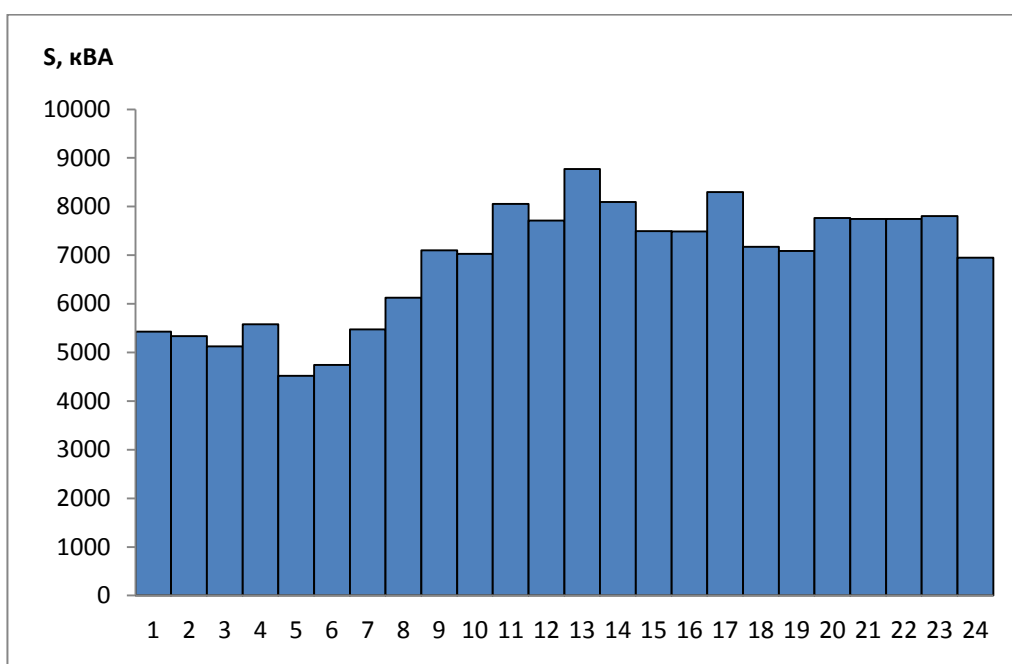


Рисунок 3.1 – Летний график нагрузки трансформатора Т-1

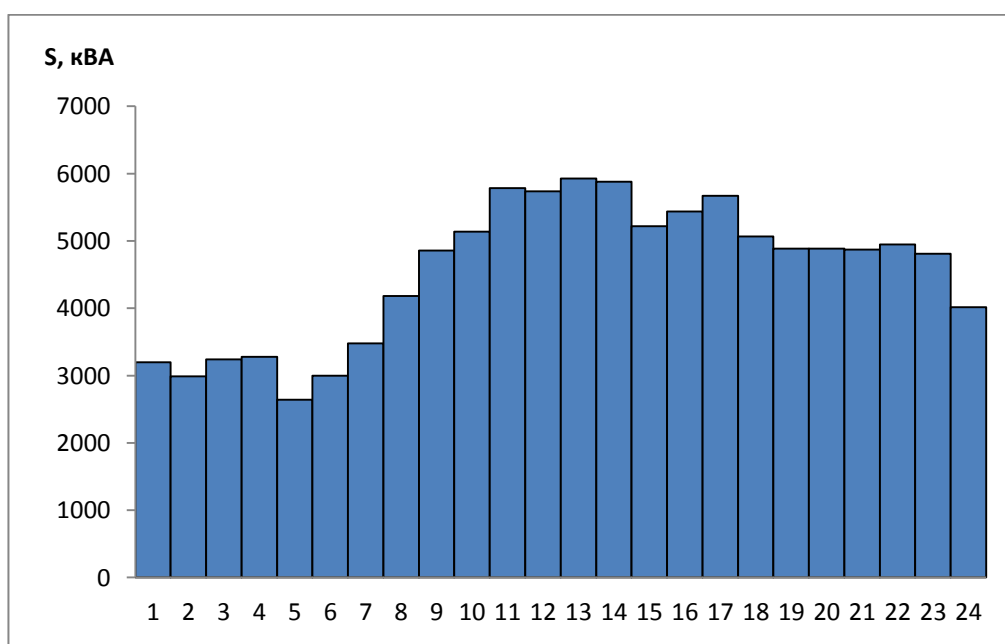


Рисунок 3.2 – Летний график нагрузки трансформатора Т-2

Таблица 3.2 – Данные зимнего замерного дня 21 декабря 2017 года

Вре мя, ч	Напряж ение 1 секции, кВ	Ток 1 секции, А	Мощно сть 1 секции, кВт	Мощно сть 1 секции, квар	Мощно сть 1 секции, кВА	Напряж ение 2 секции, кВ	Ток 2 секц ии, А	Мощно сть 2 секции, кВт	Мощно сть 2 секции, квар	Мощно сть 2 секции, кВА
0	6,5	120,5	4416	2072	4878	6,5	40	688	342	768
1	6,5	116,5	5492	2384	5987	6,5	40	981	520	1110
2	6,5	113	4720	2276	5240	6,5	35	666	358	756
3	6,5	114,3	4388	2020	4831	6,5	36	675	365	767
4	6,5	115	5012	2472	5588	6,5	36	718	398	821
5	6,5	115	6720	2804	7282	6,5	37	746	369	832
6	6,5	125	6368	2324	6779	6,5	41	1112	482	1212
7	6,5	139	7192	2612	7652	6,5	47,5	1119	453	1207
8	6,5	146	7328	2720	7817	6,5	53	1286	522	1388
9	6,5	154,5	7692	3000	8256	6,5	78	1178	499	1279
10	6,5	159	8724	3296	9326	6,5	79	1238	514	1340
11	6,5	157	7064	2924	7645	6,5	79	1687	672	1816
12	6,5	154,5	9012	3428	9642	6,5	82	1610	635	1731
13	6,5	156	8076	3164	8674	6,5	80	1460	555	1562
14	6,5	153,5	7760	2828	8259	6,5	79	1048	490	1157
15	6,5	159	7228	2748	7733	6,5	80	1619	634	1739
16	6,5	164,5	8144	2868	8634	6,5	83	1375	463	1451
17	6,5	177,5	10732	3556	11306	6,5	86	1471	534	1565
18	6,5	174,5	8192	2652	8611	6,5	87	1707	575	1801
19	6,5	168,5	6908	2328	7290	6,5	84	1194	424	1267
20	6,5	163,5	7888	2948	8421	6,5	80	1467	533	1561
21	6,5	153	8040	2456	8407	6,5	76	1119	427	1198
22	6,5	139,7	6736	2480	7178	6,5	50	1110	422	1188
23	6,5	126,7	6136	2048	6469	6,5	46	547	284	616

На рисунках 3.3 и 3.4 показаны суточные графики нагрузок трансформаторов Т-1 и Т-2 за зимний замерный день 21 декабря 2017 года

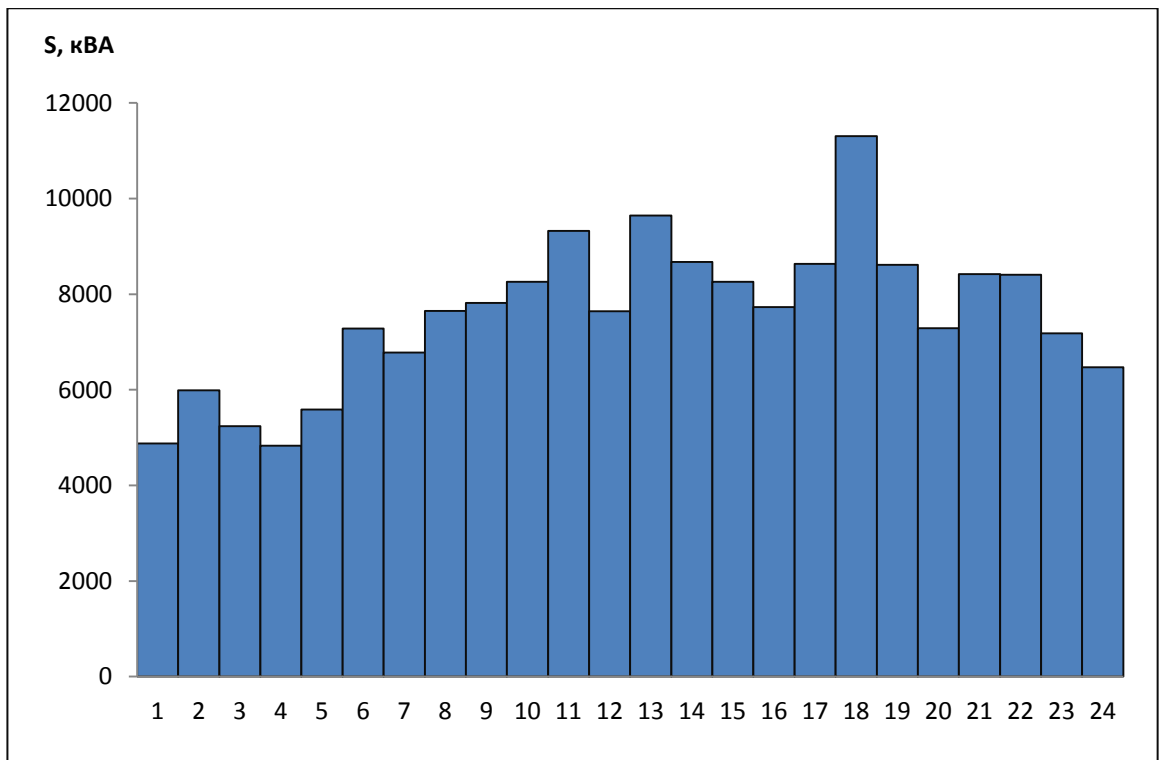


Рисунок 3.3 – Зимний график нагрузки трансформатора Т-1

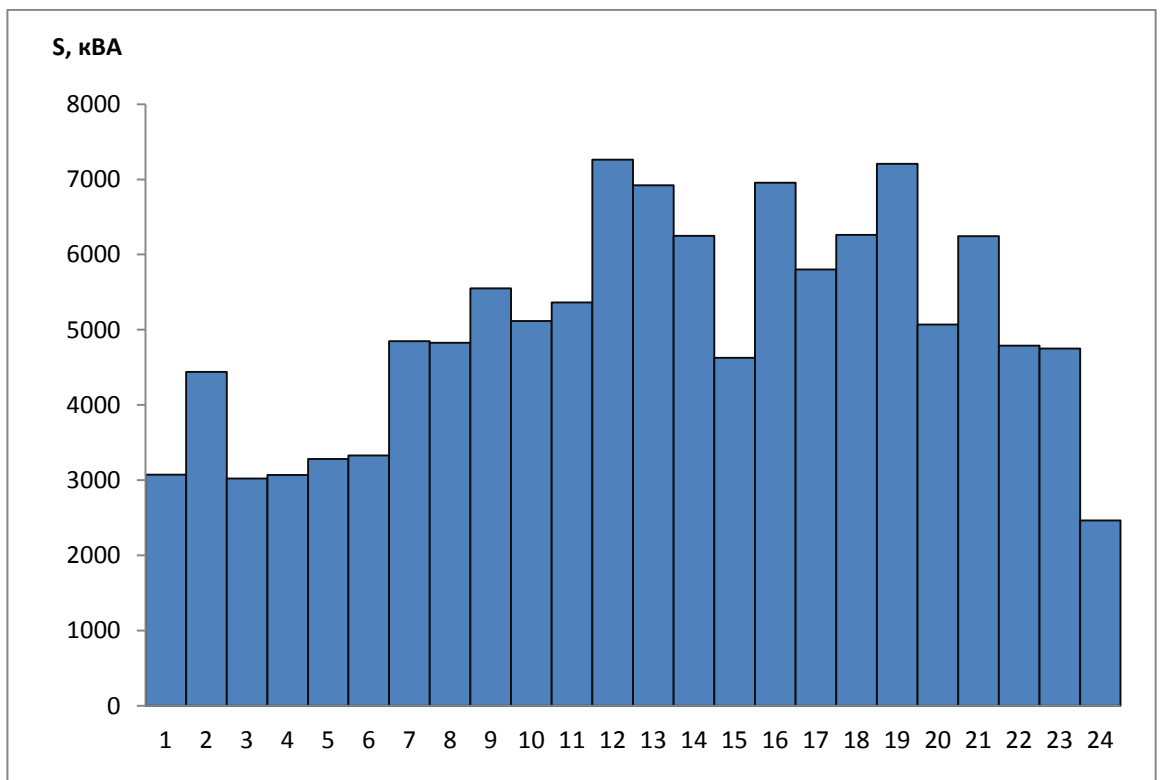


Рисунок 3.4 – Зимний график нагрузки трансформатора Т-2

На рисунке 3.5 показан годовой график продолжительности нагрузок трансформаторов на ПС 110/6 «Восточная».

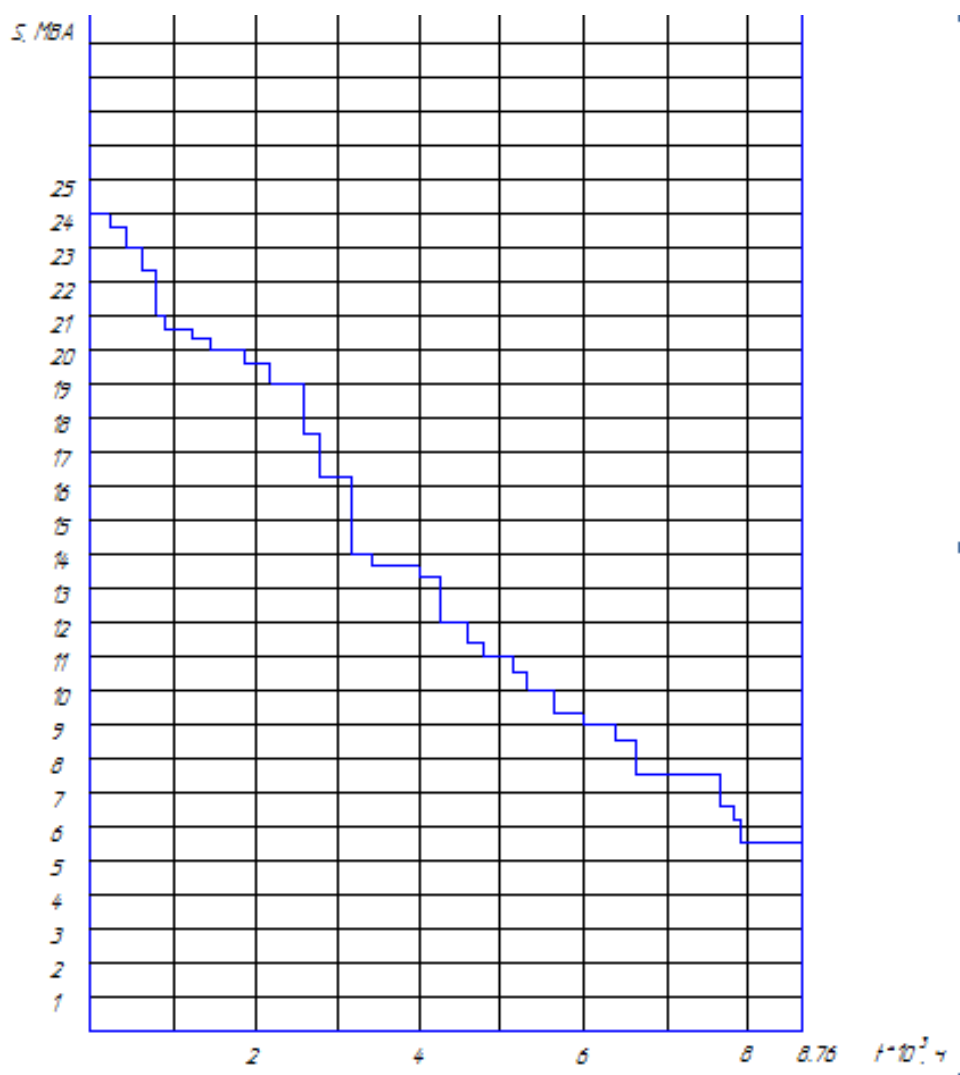


Рисунок 3.5 – Ежегодный график нагрузки трансформаторов

4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов

Для обеспечения потребителей 1-ой и 2-ой категории, измеряются 2 трансформатора. $S_{\text{НОМ}}$ обуславливается с учетом коэффициента участия потребителей первой и второй категории:

$$S_{\text{НОМ}} = K_{1-2} \times S_{\text{max}} = 0,7 \times 20 = 14 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

Подбираем с целью последующего рассмотрения трансформаторы с мощностью 25 МВА с группой соединения звезда (Y), треугольник (Δ).

На подстанции на данное время установлены трансформаторы мощностью 16 МВА. Принимая во внимание ожидаемый рост нагрузок выбираем по справочнику трансформатор: ТДН-25000/110

1) Рассматривается вариант, если подстанция будет укомплектована двумя трансформаторами ТДН-25000/110

Технические данные:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{XX}} &= 16,1 \text{ кВт} & U_{\text{кз}\%} &= 10,79 & \Delta P_{\text{кз}} &= 87 \text{ кВт} \\ I_{\text{XX}\%} &= 0,79 & \text{Цена} &= 16\,144\,000 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX:

$$Q_{\text{XX}} = \frac{I_{\text{XX}\%}}{100} \cdot S_{\text{НОМТ}} = \frac{0,79}{100} \cdot 25000 = 197,5 \text{ квар} \quad (4.2)$$

Потери активной мощности трансформатора в режиме XX:

$$\Delta P'_{\text{XX}} = \Delta P_{\text{XX}} + K_{\text{ИП}} \cdot \Delta Q_{\text{XX}} = 16,1 + 0,05 \cdot 197,5 = 25,98 \text{ кВт} \quad (4.3)$$

где $K_{\text{ИП}} = 0,05 \text{ кВт/квар}$.

Потери активной мощности в режиме КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% -ой нагрузке:

$$P'_{КЗ} = \Delta P_{КЗ} + K_{ИП} \cdot Q_{КЗ} = 87 + 0,05 \cdot 2697,5 = 221,88 \text{ кВт} \quad (4.4)$$

где $\Delta P_{КЗ}$ —потери мощности КЗ трансформатора (кВт);

$$Q_{КЗ} = \frac{U_{КЗ\%}}{100} \cdot S_{НОМТ} = \frac{10,79}{100} \cdot 25000 = 2697,5 \text{ кВА} \quad (4.5)$$

где $Q_{КЗ}$ – потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ (квар);

$U_{КЗ\%}$ —напряжение КЗ трансформатора, %.

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме КЗ:

$$\begin{aligned} \Delta P'_T &= \Delta P'_{XX} + \frac{S_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot P_{КЗ} + K_{ИП} \cdot Q_{КЗ} = \\ &= 25,98 + \frac{24}{25}^2 \cdot 221,88 + 0,05 \cdot 2697,5 = 382,73 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов ПС:

$$S_{Э} = S_{НОМТ} \cdot \sqrt{\frac{n}{n-1} \cdot \frac{\Delta P'_{XX}}{\Delta P'_{КЗ}}} = 25 \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{25,98}{221,88}} = 15,09 \text{ МВА} \quad (4.7)$$

В таблице 4.1 показаны потери электроэнергии в трансформаторах ТДН-25000/110.

Таблица 4.1 - Потери электроэнергии в трансформаторах ТДН-25000/110

№	S_{Bi}	n_i	$\Delta P'_X$	$T_i \cdot 10^3$	ΔW_{xi}	P'_κ	$K_{3.Bi}$	ΔW_{ki}
1	24	2	25,98	91,5	5810,25	221,88	0,96	576,45
2	23,8	2	25,98	183	11620,5	221,88	0,95	1143,29
3	23	2	25,98	366	23241	221,88	0,92	2209,72
4	22,5	2	25,98	183	11620,5	221,88	0,90	1080,844
5	21	2	25,98	91	5778,5	221,88	0,84	501,637
6	20,8	2	25,98	182	11557	221,88	0,83	993,72
7	20,5	2	25,98	366	23241	221,88	0,82	1969,53
8	20	2	25,98	364	23114	221,88	0,80	1911
9	19,5	2	25,98	182	11557	221,88	0,78	931,612
10	19	2	25,98	366	23241	221,88	0,76	1825,42
11	17,5	2	25,98	364	23114	221,88	0,70	1672,12
12	16	2	25,98	364	23114	221,88	0,64	1528,8
13	16,2	2	25,98	274,5	17430,7	221,88	0,65	1167,311
14	14	2	25,98	213,5	13557,2	221,88	0,56	784,6125
15	13,5	2	25,98	396,5	25177,7	221,88	0,54	1405,097
16	13,2	2	25,98	273	17335,5	221,88	0,53	945,945
17	13	2	25,98	274,5	17430,7	221,88	0,52	936,7313
18	12	2	25,98	244	15494	221,88	0,48	768,6
19	11,5	2	25,98	122	7747	221,88	0,46	368,2875
20	11	2	25,98	212,3	13481,0	221,88	0,44	613,0163
21	10,5	2	25,98	394,4	25044,4	221,88	0,42	1087,065
22	10	2	25,98	273	17335,5	221,88	0,40	716,625
23	9,2	2	25,98	213,5	13557,2	221,88	0,37	515,6025
24	9	2	25,98	425,7	27031,9	221,88	0,36	1005,716
25	8,5	2	25,98	121,3	7702,55	221,88	0,34	270,6506
26	7,5	2	25,98	915	58102,5	221,88	0,30	1801,406
27	6,2	2	25,98	212,3	13481,0	221,88	0,25	345,5183
28	6	2	25,98	182	11557	221,88	0,24	286,65
29	4,5	2	25,98	910	57785	221,88	0,18	1074,9
				ΔW_{xi}	556260		ΔW_{ki}	121751,76
				$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} = 678\ 011,76$				

Цена издержек электричества в трансформаторе на ПС:

$$И_3 = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_3 = 678011,76 \cdot 1,245 = 844124,64 \text{ руб} \quad (4.8)$$

где $\Delta W_{\text{ПС}}$ – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta = \frac{2455}{444,9} + 0,693 = 1,245 \quad (4.9)$$

« где α - основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт/год договорной (абонированной) потребителем мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы; $\alpha=245,5$ руб/кВт/год» [16].

« β – вспомогательная сумма двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком предприятия-потребителя электроэнергии; $\beta=0,693$ руб/кВт/год» [16].

Приведенные расходы:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\text{о}} = 0,15 \cdot 32288 + 844,124 + 3035 = \\ &= 8722,4 \text{ тыс. руб,} \end{aligned} \quad (4.10)$$

где $E_{\text{н}}=0,15$ – номинальный коэффициент эффективности;

K – важные расходы на оборудование ПС;

$$K = 2 \cdot 16144 = 32288 \text{ тыс. руб} \quad (4.11)$$

$I_{\text{о}}$ – годовые рабочие расходы

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 32288 = 3035 \text{ тыс. руб} \quad (4.12)$$

где $p_{\text{сум}}$ - суммарный показатель отчислений, который заключается из отчислений на амортизацию $P_{\text{а}}$, ремонт $P_{\text{р}}$ и обслуживание $P_{\text{о}}$ электрооборудования; для ПС 110 кВ $p_{\text{сум}} = 0,094$.

Расходы на монтаж ТДН-25000/110 несколько больше чем на ТДН-16000/110, но потери электроэнергии в трансформаторе ниже. Следовательно,

даже при несколько больших приведенных затратах, выгоднее установить ТДН-25000. При проектировании учитывался рост нагрузок на ближайшие 5-7 лет. В связи со строительством новых городских объектов.

Поэтому выбираем для дальнейшего рассмотрения и установки на реконструируемой подстанции трансформатор ТДН-25000.

5 Выбор электрической схемы подстанции

В наше время ПС «Восточная» имеет со стороны высшего напряжения упрощенную схему с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями. Эта схема обладает простотой конструкции и относительной дешевизной по сравнению со схемами с выключателями, но данные устройства имеют установленные и эксплуатационные недостатки. Базисным минусом данных методик считается в таком случае то что искусственное происхождения формируемое КЗ с целью отключения поврежденного места сети в бестоковую паузу, что исключается при использовании выключателей. На рисунке 5.1 представлена электрическая схема подстанции до реконструкции.

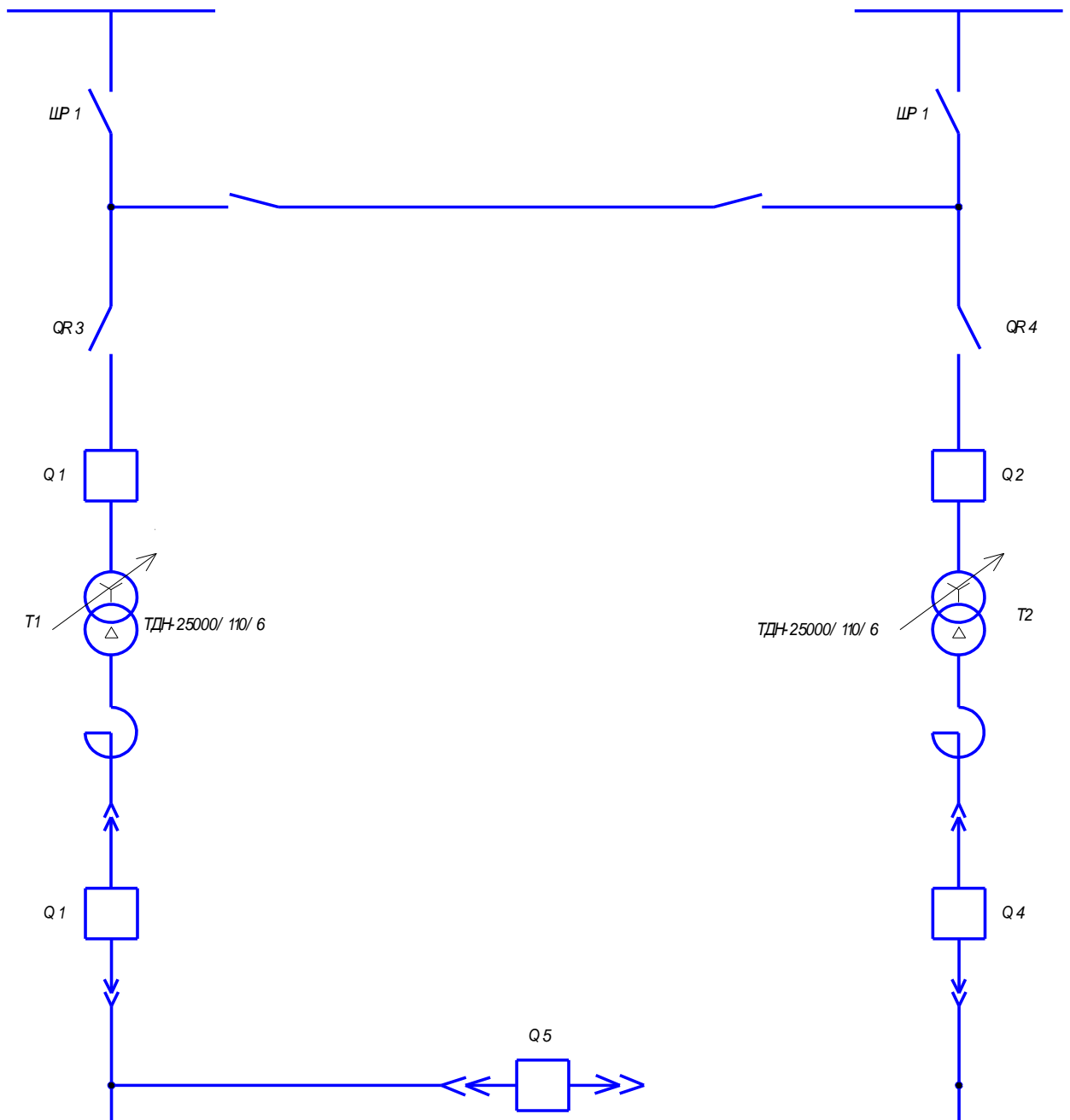


Рисунок 5.1 –Схема подстанции 110/6 до реконструкции

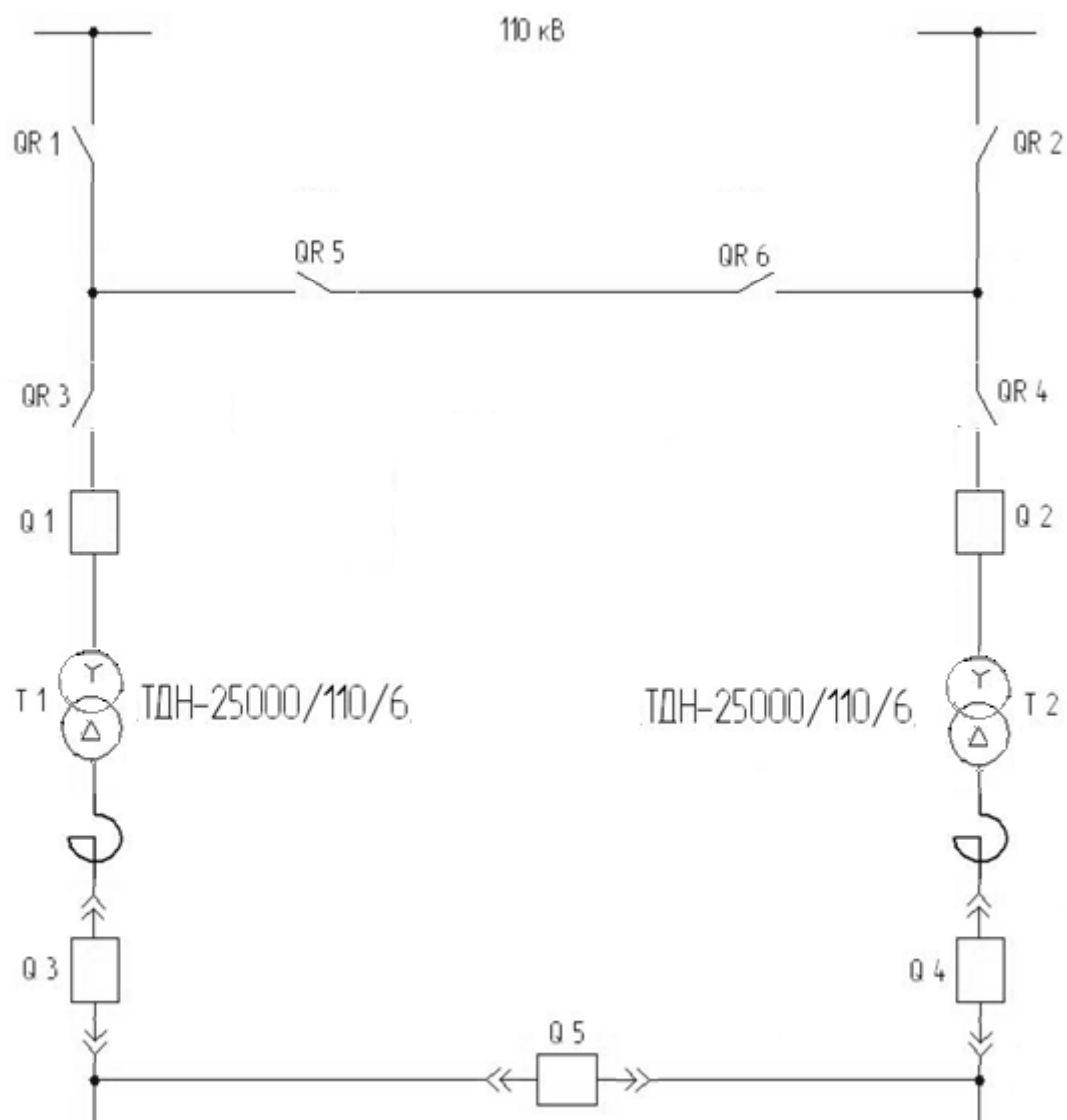


Рисунок 5.2 - Схема подстанции 110/6 после реконструкции

6 Расчет токов короткого замыкания

Максимальный ток трёхфазного короткого замыкания на шинах 110кВ (точка К1) $I_{K1}^{(3)} = 20,386$ кА. При этом ток КЗ в точке К1 использован по данным первоначального проекта.

Определяем характеристику схемы замещения системы

$$x_c = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K1}^{(3)}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 20,386} = 3,26 \text{ Ом}, \quad (6.1)$$

Расчет тока трехфазного КЗ для точки К2:

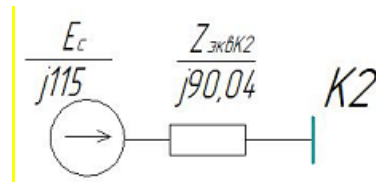


Рисунок 6.1 – Эквивалентная схема замещения относительно точки К2

$$x_{\text{Экв.К2}} = x_c + x_{T1} = 3,26 + 86,78 = 90,04 \text{ Ом} \quad (6.2)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 90,04} \cdot \frac{115}{6,6} = 13,47 \text{ кА} \quad (6.3)$$

Вычисляем ударный ток для точек К1 и К2:

$$k_{уд.К1} = 1,72; k_{уд.К2} = 1,85$$

$$i_{уд.К1} = k_{удК1} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1}^3 = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 20,386 = 49,58 \text{ кА} \quad (6.4)$$

$$i_{уд.К2} = k_{удК2} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K2}^3 = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 13,47 = 35,26 \text{ кА} \quad (6.5)$$

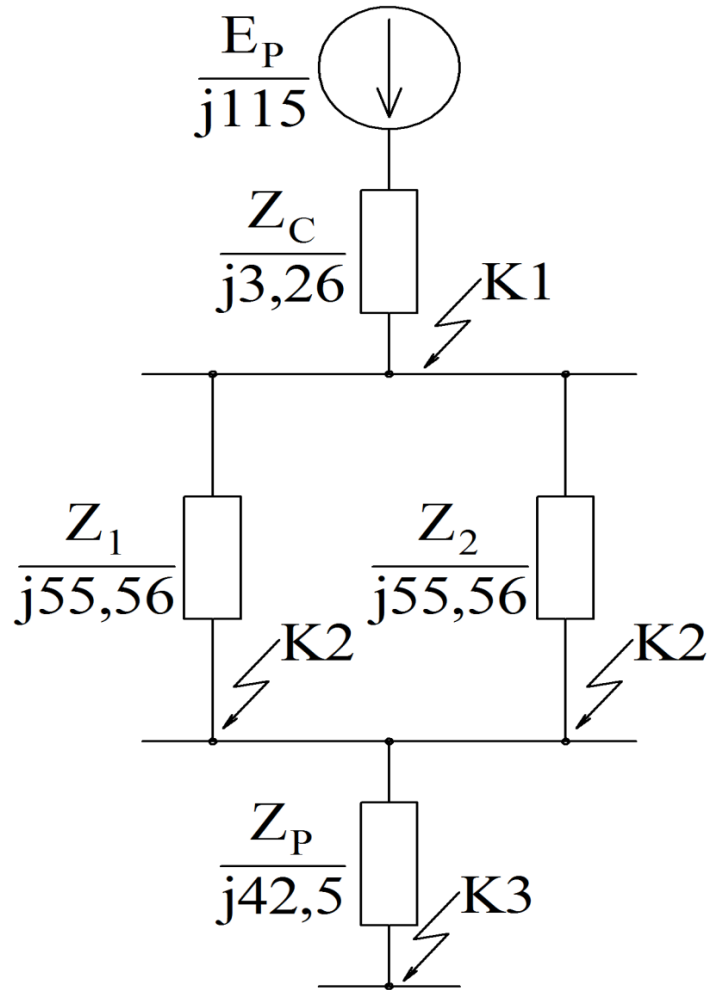


Рисунок 6.2- Вычислительная схема Эквивалентная схема

Составим схему замещения (рисунок 6.3) установим её характеристики.

Определим индуктивные сопротивления трансформатора ТДН-25000/110/6,6:

$$X_{T2} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 55,54 \text{ Ом} \quad (6.6)$$

Установим индуктивное сопротивление реактора РТСТГ-6 2500-0,14, приведенное к ступени напряжения 115 кВ:

$$X_{p.прив.} = x_p \cdot K_T^2 = 0,14 \cdot \frac{115^2}{6,6^2} = 42,5 \text{ Ом} \quad (6.7)$$

Максимальные токи короткого замыкания соответствуют работе одного из трансформаторов.

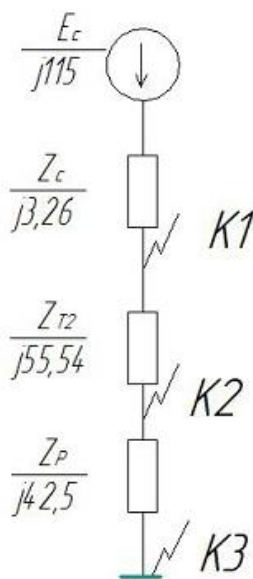


Рисунок 6.3 – Схема замещения

Расчет тока трехфазного КЗ для точки К2:

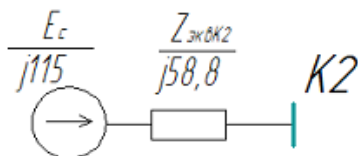


Рисунок 6.4 - Эквивалентная модель замещения относительно точки К2

$$X_{\text{экв.К2}} = X_C + X_{T2} = 3,26 + 55,54 = 58,8 \text{ Ом} \quad (6.8)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 58,8} \cdot \frac{115}{6,6} = 19,7 \text{ кА} \quad (6.9)$$

Расчет тока трехфазного КЗ для точки К3:

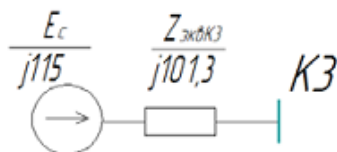


Рисунок 6.5 - Эквивалентная модель замещения сравнительно точки К3

$$X_{\text{экв.К3}} = X_C + X_{T3} = 3,26 + 55,54 + 42,5 = 101,3 \text{ Ом} \quad (6.10)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 101,3} \cdot \frac{115}{6,6} = 11,43 \text{ кА} \quad (6.11)$$

Находим ударный ток для точки КЗ:

$$k_{уд,КЗ} = 1,37$$

$$i_{уд,КЗ} = k_{уд,КЗ} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3}^3 = 1,37 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,43 = 22,1 \text{ кА} \quad (6.12)$$

После завершения реконструкции подстанции каждая секция шин 6 кВ будет отдельно запитана через новые трансформаторы Т1 и Т2 соответственно:

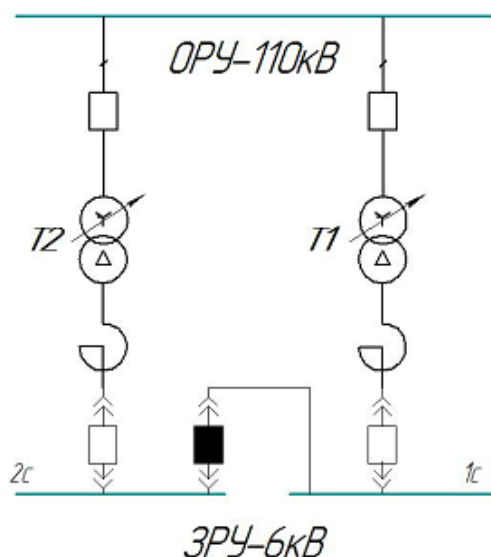


Рисунок 6.6 – Схема включения после завершения реконструкции

Ток короткого замыкания на 1-ой секции шин равен току короткого замыкания на 2-ой секции шин и равен 11,43 кА.

7 Выбор электрических аппаратов и проводников

Выбор электрических аппаратов по высокой и низкой стороне производится по номинальному напряжению, номинальному току и других параметров.

7.1 Выбор выключателя

На сегодняшний день основные электротехнические компании производят, в основном, 2 вида высоковольтных выключателей: вакуумные и элегазовые. При этом, в случае если в классах напряжений 110 кВ и больше элегазовые выключатели первенствуют, в таком случае в классах средних напряжений 6...35 кВ доминируют вакуумные выключатели.

Ударный ток в точке КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \cdot k_{уд}; \quad (7.1)$$

$$\text{где } k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (7.2)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, она обуславливается по формуле:

$$T_a = \frac{X_{ЭК}}{\omega_C \cdot R_{ЭК}} \quad (7.3)$$

где $X_{ЭК}$ и $R_{ЭК}$ - в соответствии с этим индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ;

ω_C - синхронная угловая частота напряжения в сети.

– первоначальное функционирующее значение периодической составляющей тока включения: $I_{п.вкл} \geq I_{п.0}$;

– вероятность отключения аperiodической элементом тока короткого замыкания в момент расхождения контактов:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном} = \bar{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{ОТК} \quad (7.4)$$

где $i_{a.ном}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$i_{a.\tau}$ – вычисляемое значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ ;

$$i_{a.\tau} = \bar{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (7.5)$$

где t – минимальный период с основы короткого замыкания до момента расхождения контактов: $t = t_{з.мин} + t_{с.в.}$;

$t_{з.мин}$ - наименьшее период срабатывания релейной защиты;

$t_{с.в.}$ - собственный период отключения выключателя.

– вероятность отключения абсолютного тока короткого замыкания:

$$\bar{2} \cdot I_{но} + i_{a.\tau} \leq \bar{2} \cdot I_{ОТК} 1 + \beta_{НОМ} \quad (7.6)$$

– стабильность при сквозных токах КЗ;

– максимальный пик тока динамической стойкости: $i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$;

– первоначальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости: $I_{ПР.СКВ} \geq I_{П.0}$;

– термическая устойчивость:

$$I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} \geq B_K \quad (7.7)$$

где B_K - тепловой импульс согласно расчету;

$I_{TЭPM}$ - максимальный ток термической стойкости;

$t_{TЭPM}$ - продолжительность протекания тока термической стойкости.

Итог подбора и контроля выключателей презентованы в таблице ниже.

Таблица 7.1 – Выбор и проверка выключателей

Каталожные данные										Место установки		Расчетные данные						Тип выключателя	
$U_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{ОТК}}$	$I_{\text{ВКЛ}}$	$I_{\text{П.ВКЛ}}$	$\bar{I} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{ОТК}}$	$\bar{I} \cdot I_{\text{ОТК}}(1 + \beta_{\text{НОМ}})$	$i_{\text{ПР.СКВ}}$	$I_{\text{ПР.СКВ}}$	$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}}$			$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{раб.сетиmax}}$	$I_{\text{П.0}}$	$i_{\text{УД}}$	$i_{\text{а.т}}$	$\bar{I} \cdot I_{\text{П.0}} + i_{\text{а.т}}$		$B_{\text{К}}$
кВ	А	кА	кВ	кА	кА	кА	кА	кА	кА ² *с	кВ	А	кА	кА	кА	кА	кА ² *с			
110	1600	25	63	25	9,8	44,8	63	25	1875	ОРУ-110		110	135,2	20,3 96	49,11	13,55	42,11	1248 (3с)	ЗАИДТ-145/ЕК 110-25/1600
10	1000	20	52	20	14	42	52	20	200	ЗРУ-6	ЛВ	6	35,95	13,4 7	35,26	3,84	22,7	90,28 (0,5 с)	ВВУ-СЭЦ-10- ЭЗ-20/1000 У1

7.2 Выбор разъединителей

Контроль разъединителей производится согласно следующими характеристиками:

- на электродинамическую стабильность;
- наибольший пик тока динамической стойкости:

$$i_{\text{ПР.СКВ.}} \geq i_{\text{уд}} \quad (7.8)$$

– первоначально функционирующая значимость периодической составляющей тока динамической стабильности:

$$I_{\text{ПР.СКВ.}} \geq I_{\text{п.о}} \quad (7.9)$$

- на термическую устойчивость:

$$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}} \geq B_K \quad (7.10)$$

Результаты выбора и контролирования разъединителей представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Итоги подбора и контроля разъединителей

Каталожные данные					Место установки	Расчетные данные					Тип разъединителя
$U_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$i_{\text{пр.СКВ}}$	$I_{\text{пр.СКВ}}$	$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}}$		$U_{\text{сети}}$	$I_{\text{раб.сети,max}}$	$I_{\text{п.о}}$	$i_{\text{уд}}$	$B_{\text{к}}$	
кВ	А	кА	кА	кА ² *с		кВ	А	кА	кА	кА ² *с	
110	1000	80	31,5	992,25	ОРУ-110	110	135,2	20,396	49,11	415,6	РГНП.2-110/1000 УХЛ1 РГНП.16-110/1000 УХЛ1
110	-	100	40	1600	ОРУ-110	110	0	18,945	45,5	358,9	ЗРП-110 УХЛ1
35	1000	50	20	400	ЗРУ-6	6	35,95	13,47	25,836	181,44	РГНП.16-35/1000 УХЛ1

7.3 Выбор трансформаторов тока

Контроль трансформаторов тока производится:

- на электродинамическую устойчивость;
- наибольший пик тока динамической стойкости:

$$i_{ПР.СКВ.} \geq i_{уд} \quad (7.11)$$

- на термическую устойчивость:

$$I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} \geq B_K \quad (7.12)$$

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (7.13)$$

Итоги выбора и проверки трансформаторов тока указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Тип трансформаторов тока	Каталожные данные					Место установки		Расчетные данные						
	$U_{НОМ}$	$I_{НОМ}$	$i_{ПР.СКВ}$	$I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ}$	$S_{2НОМ}$			$U_{СЕТИ}$	$I_{РАБ.СЕТИ МАХ}$	$I_{П.0}$	$i_{УД}$	$B_{K(0,3c)}$	$B_{K(0,5c)}$	S_2
	кВ	А	кА	кА ² · с	ВА			кВ	А	кА	кА	кА ² · с	кА ² · с	ВА
ТВТ-110-300/5	110	300	-	211,7	30	ОРУ-110 кВ	Тр.	110	135,2	20,396	49,11	124,8		0
Встроенный трансформатор 110-300/5	110	300	108	1875	30		Выкл.	110	135,2	20,396	49,11	124,8		19,77
ТЛЩ-СЭЩ-6	10	3000	100	4800	30	ЗРУ-6 кВ	ВВ	6	2357	13,47	25,836		90,72	12
ТОЛ-СЭЩ-6	10	75	40	256	30		ЛВ	6	35,95	13,47	25,836		90,72	12,5

7.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Контроль измерительных трансформаторов напряжения осуществляется согласно последующим данным:

– по вторичной нагрузке: $S_{2НОМ} \geq S_2$;

Результаты подбора и контролирования трансформаторов напряжения представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Результат подбора и проверка трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные				Тип трансформатора напряжения	Каталожные данные			
	$U_{СЕТИ}$	S_2				$U_{НОМ}$	$S_{2НОМ}$		
		Звезда с нулем (учет)	Звезда с нулем (измерение и защита)	Разомкнутый треугольник			У	И	З
	кВ	ВА				кВ	ВА		
ОРУ-110 кВ	110	33	63	-	ЗНГ-110 У1	110	75	150	200

7.5 Выбор ограничителей перенапряжения на шинах 110 кВ

7.5.1 Выбор максимального длительно допустимого рабочего напряжения ОПН

Максимально продолжительно возможное рабочее напряжение ОПН обязано являться никак не ниже максимального рабочего напряжения сети ($U_{нр}$), нормируемого ГОСТ 721-77 "Номинальные напряжения свыше 1000 В".

$$U_{нр} = \frac{U_p}{3} \cdot 1,05 \quad (7.14)$$

где U_p – максимально продолжительно возможное рабочее напряжение в электрической сети.

Коэффициент 1,05 включится с целью увеличения прочности

$$U_{нр} = \frac{126}{3} \cdot 1,05 = 76,38 \text{ кВ} \quad (7.15)$$

Для ОПН типа ОПН-110/88-10/900 (Ш) 4 УХЛ1 фирмы ЗАО «Феникс-88» значение $U_{нр} = 88$ кВ.

7.5.2 Выбор класса энергоёмкости ОПН

При установке в сетях с частично разземлёнными нейтралами трансформаторов ограничитель должен обладать энергоёмкости не меньше 4,0-4,5 кДж/кВ номинального напряжения. ОПН-110/88-10/900(Ш) 4 УХЛ1 соответствует классу энергоёмкости 5,4 Дж/кВ $U_{нр}$.

7.5.3 Выбор ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах

Присутствие при эффективном заземлении нейтрали отношение $Z_{вх0}/Z_{вх1} \leq 3,0$, то тогда $U_y \leq 1,4 \cdot U_\phi = \frac{U_p \cdot 1,4}{3}$;

$$U_y \leq \frac{126 \cdot 1,4}{3} = 101,96 \text{ кВ} \quad (7.16)$$

7.5.4 Выбор длительного допустимого напряжения ОПН

Большем значению квазиустановившихся перенапряжений в точке установки ОПН отвечает продолжительность $t_y = 4,0$ с. (значение средней длительности квазиустановившихся перенапряжений при коммутации одностороннего отключения однофазного К.З.). По графику зависимости "допустимое напряжение-время" определяем $T_{Г1} = 1,4$.

Определяем достаточность выбранного длительно допустимого рабочего напряжения ($U_{нр}$).

$$\frac{U_y}{T_{Г1}} = \frac{101,96}{1,4} = 72,83 \text{ кВ} \quad (7.17)$$

Первоначально выбранный ОПН $U_{нр} = 88$ кВ, превышает полученное значение, т.е. изменений не требуется. Номинальное значение напряжения ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 составляет 114кВ.

Полная энергоёмкость ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 составляет 475,2 кДж.

Для ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1:

$$T_{Г2} = \frac{U_y}{U_{нр}} = \frac{101,96}{88} = 1,158 \quad (7.18)$$

По графику зависимости "допустимое напряжение-время" значению $T_{Г2} = 1,16$ соответствует $t_{вн0} = 10000$ с. Получаем, что $t_{вн0} > t_y$, т.е. ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 удовлетворяет условиям.

7.5.5 Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях

Размер коммутационных перенапряжений устанавливает роль остающегося напряжения ($U_{остк}$) на ограничителе, что должно быть при расчётном токе не меньше, чем на 15-20%. Выдерживаемый уровень коммутационных напряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200 = 342,63 \text{ кВ} \quad (7.19)$$

Роль остающегося напряжения определяется следующим образом:

$$U_{остк} \leq \frac{U_{ки}}{1,2}$$

Для ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 значение остающегося напряжения $U_{остк} = 222$ кВ.

$$U_{остк} \leq \frac{342,63}{1,2} \quad (7.20)$$

$$222 \text{ кВ} \leq 285,5 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

Для ограничителей ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 при амплитуде тока 10кА $U_{\text{остг}} = 272 \text{ кВ}$, что меньше значения $U_{\text{ги}} = 480 \text{ кВ}$ (по ГОСТ 1516.3 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ").

7.5.6 Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности

Роль тока срабатывания противовзрывного аппарата вплоть до 40 кА, должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трёхфазного) КЗ, определённого для данного РУ. Для ОПН со значением тока срабатывания свыше 40кА введение коэффициента запаса не требуется.

Ток трёхфазного КЗ для ОРУ-110кВ составляет 20,396 кА, что меньше тока взрывобезопасности ОПН (63кА) производства ЗАО "Феникс-88".

7.5.7 Выбор ОПН по механическим характеристикам

Ограничители опорного исполнения группы размещения 1 (наружная установка)обязаны переносить механические нагрузки, отмеченные в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор ОПН по механическим характеристикам

Условия, предъявляемые к ОПН	Каталожные данные
От ветра со скоростью 30 м/с.	От ветра со скоростью 40 м/с.
От ветра со скоростью 15 м/с при гололёде с толщиной стенки льда 20 мм.	От ветра со скоростью 15 м/с при гололёде с толщиной стенки льда 20 мм.
От стяжения проводов в горизонтальном направлении не меньше 500 Н.	От стяжения проводов в горизонтальном направлении не меньше 500 Н.

Для ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 данные требования выдерживаются.

Для сети класса напряжения 110кВ ограничитель перенапряжения нелинейный типа ОПН-110/88-10/900(III) 4 УХЛ1 соответствует всем предъявляемым требованиям.

7.6 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ (нейтраль силового трансформатора)

7.6.1 Выбор максимально длительного допустимого рабочего напряжения ОПН

Максимальное длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно быть не меньше максимального рабочего напряжения сети ($U_{нр}$), нормируемого

ГОСТ 721-77 "Номинальные напряжения свыше 1000 В".

Для ОПН производства ЗАО «Феникс-88» типа ОПНН-110/56-10/650 (II) 4 УХЛ1 значение $U_{нр} = 56$ кВ.

Для ОПНН-110/56-10/650(II) 4 УХЛ1 роль остающегося напряжения $U_{остк} = 134$ кВ.

$$U_{остк} \leq \frac{171,31}{1,2} \quad (7.25)$$

$$134 \text{ кВ} \leq 142,76 \text{ кВ}$$

Требование производится.

7.7 Выбор ограничителей перенапряжений 6 кВ

7.7.1 Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН

Для класса напряжения 6кВ наибольшее рабочее напряжение электрооборудования считается 7,2 ($U_{нр}=7,2$ кВ).

Если длительность однофазного замыкания на землю ограничивается, то наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение находим таким образом:

$$U_{нр}^* = \frac{U_c}{K_t} \quad (7.26)$$

Для длительности однофазного КЗ 2 ч. по зависимости «допустимое повышение напряжения - время» случай с предварительным нагружением энергией определяем $K_t = 1,18$.

$$U_{np}^* = \frac{7,2}{1,18} = 6,1 \text{ кВ} \quad (7.27)$$

7.7.2 Выбор номинального разрядного тока ОПН

Нахождение номинального разрядного тока производится если, установки ОПН для охраны от грозовых перенапряжений. Номинальный разрядный ток будет 10кА.

7.7.3 Определение защитного уровня ОПН

При подборе защитного уровня ОПН находится его предназначение (для охраны от грозовых или коммутационных перенапряжений) и уровень выдерживаемых перенапряжений изоляцией электрооборудования.

7.7.4 Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях

Расчётный ток коммутационного перенапряжения находится в зависимости от вида и величины неограниченных перенапряжений. Роль данного тока принимаем с определенным запасом при коммутационном импульсе 30/60 мкс с амплитудой 500А. Согласно каталожным данным вычисляем $U_{остк} = 18,4 \text{ кВ}$.

Найдем энергию, поглощаемую ОПН в процессе дуговых замыканий:

$\alpha = 0,04 \div 0,05$ - степень нелинейности варисторов.

$$A = \frac{U_{500}}{500^\alpha} = \frac{18,4 \cdot 10^3}{500^{0,045}} = 13,91 \cdot 10^3 \quad (7.28)$$

В соответствии величине оставшегося напряжения вычисляют расчетный коммутационный ток:

$$I = \left(\frac{U_{500}}{A}\right)^{\frac{1}{\alpha}} = \frac{18,4 \cdot 10^3}{13,91 \cdot 10^3}^{\frac{1}{0,045}} = 477,4 \text{ A} \quad (7.29)$$

7.7.5 Выбор тока срабатывания взрывопредохранительного устройства

Согласно каталожным данным вычисляем $I_{ДОП} = 20 \text{ кА}$, что больше значения тока трехфазного КЗ равного 19,6 кА.

7.7.6 Выбор длины пути утечки внешней изоляции ограничителя

Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя избирается в зависимости от степени загрязнения по ГОСТ9920-89, но обязана являться для оборудования класса напряжения 6кВ не менее 13,0 см.

Для номинального напряжения сети 6кВ и II степени загрязнения длина пути утечки внешней изоляции будет равна 20 см.

7.8 Выбор токоограничивающего реактора

Подбор токоограничивающего реактора выполняется согласно следующим параметрам:

- по номинальному напряжению: $U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$;
- по номинальному длительному току: $I_{НОМ} \geq I_{РАБ.СЕТИМАХ}$;
- по номинальному сопротивлению: $X_p \geq X_p^{треб.}$

Контроль токоограничивающего реактора делается по последующим характеристикам:

- на электродинамическую стойкость;
- наибольший пик тока динамической стойкости: $i_{ПР.СКВ.} \geq i_{уд}$;
- начальное действующее значение периодической составляющей тока динамической стойкости: $I_{ПР.СКВ.} \geq I_{П.0}$;
- на термическую стойкость: $I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ} \geq B_K$;
- по потере напряжения:

$$\Delta U_p \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.мах}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \leq 4\% \quad (7.30)$$

Итоги выбора и контроля реактора выведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Выбор и проверка реактора

Каталожные данные					Расчетные данные							Тип реактора
$I_{\text{НОМ}}$	X_P	$i_{\text{уд}}$	$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}}$	ΔU_P	$\frac{U_{\text{СЕТИ}}}{U_{\text{НОМ}}}$	$I_{\text{РАБ. СЕТИ МАХ}}$	$X^{\text{троб}}_P$	$I_{\text{П.0}}$	$i_{\text{уд}}$	$B_{K(0,5c)}$	ΔU_P	
А	Ом	кА	кА ² ·с	%	кВ	А	Ом	кА	кА	кА ² ·с	%	
2500	0,14	52,7	1285,5	4	6	2357	0,1	19,7	49,11	194,05	3,71	РТСТГ-6-2500-0,14 У1

7.9 Выбор проводов, шинных мостов

Жесткая ошиновка элементов ОРУ-110 кВ сделана трубами из алюминиевого сплава на номинальный ток 2000 А выполняется ЗАО «ЗЭТО».

Спуски к оборудованию на ОРУ-110 кВ сделаны проводом АС-185/43.

Шинные мосты 6 кВ от трансформаторов Т1 (Т2) сделаны жесткими шинами 2хА1-100х10. Шинная вставка в ЗРУ-6 кВ среди имеющихся и новыми ячейками сделана кабелем ПВВнг-LS-1х95. Трансформаторы собственных нужд и фильтры нулевой последовательности запитываются от шин ЗРУ-6 кВ кабелем ПВВнг-LS-3х95.

Подбор проводников выполняется по последующим характеристикам:

- по длительно допустимому току проводника: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{РАБ. СЕТИ}}$;
- наименьшее сечение проводника.

$$S_{\text{ПРОВ}} \geq S_{\text{ТЕРМ.МИН}} \quad (7.31)$$

где $S_{\text{ТЕРМ.МИН}}$ – минимально возможное сечение проводника.

$$S_{\text{ТЕРМ.МИН}} = \frac{\overline{B}_K}{C_T} \quad (7.31)$$

где V_K – тепловой импульс по расчету,

C_T – температурный коэффициент для проводника.

Результаты выбора и проверки проводников презентованы в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Выбор и проверка проводников

Место установки	$I_{РАБ.СЕТИ МАХ}$ А	$S_{ТЕРМ MIN}$ мм ²	Марка и сечение проводника	Каталожные данные $I_{доп}$ А
ОРУ-110 кВ	135,2	153,5	АС-185/43	515
Шинный мост-6 кВ	2357	101	2*А1-100/10	2860
ТСН-100	9,67	76	ПВВГнг-LS-3*95	366
ФМЗО	35,95	76	ПВВГнг-LS-3*95	366
Шинная вставка 6 кВ	50,61	76	ПВВГнг-LS-3*95	366

7.10 Выбор дугогасящих реакторов и фильтров нулевой последовательности

Согласно ПУЭ компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться в сетях 6 кВ при величине 30 А. Согласно однолинейной схеме 6 кВ и параметрам кабельных линий произведен расчет емкостных токов с I_C для потребителей 6 кВ ПС Восточная.

$$I_C = I_{Cуд} \cdot l \quad (7.32)$$

Пример расчета для фидера 6:

От ПС Восточная до ТП 51:

$$I_C = 2 \cdot 0,82 \cdot 0,47 = 0,77 \text{ А};$$

От ТП 51 до ТП 52:

$$I_C = 1,2 \cdot (0,245 + 0,265) = 0,612 \text{ А};$$

От ТП 52 до ТП 53:

$$I_C = 1,2 \cdot 0,245 = 0,318 \text{ А};$$

От ТП 53 до ТП 50:

$$I_C = 1,3 \cdot 0,25 + 1,2 \cdot 0,11 = 0,582 \text{ A};$$

От ТП 50 до ТП 49:

$$I_C = 1,2 \cdot 0,485 = 0,582 \text{ A};$$

От ТП 50 до ТП 36:

$$I_C = 1,2 \cdot 0,54 + 1,2 \cdot 0,17 = 0,852 \text{ A}.$$

$$I_{C,\phi} = I_C = 3,448 \text{ A} \quad (7.33)$$

Остальные результаты расчета приведены в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 - Расчет емкостных токов

№ фидера	1 секция шин	№ фидера	2 секция шин
	$I_C, \text{ A}$		$I_C, \text{ A}$
Ф-6	3,448	Ф-21	5,05
Ф-8	3,75	Ф-22	1,92
Ф-9	5,11	Ф-23	1,24
Ф-10	2,58	Ф-24	1,27
Ф-11	4,84	Ф-25	5,07
Ф-12	1,573	Ф-26	3,75
Ф-13	4,37	Ф-27	5,59
Ф-15	5,56	Ф-28	1,92
Ф-17	4,72	Ф-29	4,55
		Ф-31	3,11
		Ф-33	-
Суммарный ток:	35,95	Суммарный ток:	30,47

Расчетная мощность дугогасящего реактора определяется:

$$Q_K = I_C \cdot n_{эф} \cdot \frac{U_{ном}}{3} = 35,95 \cdot 1,25 \cdot \frac{6}{3} = 155,8 \text{ кВА} \quad (7.34)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети;

I_C - суммарный емкостной ток замыкания на землю одной секции шин.

$n_{эф}$ - коэффициент, определяющий развитие кабельной сети ($n_{эф} = 1,25$)

Предусматривается установка дугогасящих реакторов типа РДМР-300/6,3/ $\sqrt{3}$ производства ООО ВП «НТБЭ» г.Екатеринбург.

Согласно СО 153-34.20.122-2006 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» дугогасящие реакторы присоединяются к нейтральному выводу отдельного трансформатора, в сетях 6-10 кВ в качестве такого трансформатора могут использоваться ненагруженные трансформаторы.

В качестве ненагруженного трансформатора используем фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности типа ФМЗО-200/6,6 производства ОАО Раменский Электротехнический Завод «Энергия», г.Раменское.

Технические характеристики реактора и фильтра приведены в таблице 7.10 и 7.11:

Таблица 7.10 – Технические характеристики дугогасящего реактора

Тип реактора	Мощность реактора	Номинальное напряжение сети	Номинальное напряжение основной обмотки реактора	Диапазон регулирования Тока
	кВА	кВ	кВ	А
РДМР-300/6,3	300	6	$6,3/\sqrt{3}$	15-80

Таблица 7.11 – Технические характеристики фильтра нулевой последовательности

Тип реактора	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Номинальная мощность	Максимальный ток	Потери ХХ	Напряжение КЗ
	кВ	А	кВА	А	Вт	%
ФМЗО-200/6,6	6,6	42	200	52,5	250	4,2

8 Релейная защита

На ПС выполняется защита всех главных элементов схемы: трансформаторов, линий, шин и т.д. Защита отходящих 6 кВ линий выполняется в зависимости от схемы питания, числа линий. Их конструкций исполнения и т.д.

Защиты установленные на подстанции:

Для одиночных линий применяются:

- Защита от замыкания на землю;
- МТЗ с выдержкой времени;
- Токовая отсечка.

Защиты трансформаторов Т -1 (Т-2):

- Дифференциальная защита – действует при междуфазных и однофазных КЗ внутри бака трансформатора и на выводах трансформатора при витковом замыкании обмотки трансформатора. Зона действия дифференциальной защиты ограничивается трансформаторами тока, вторичные обмотки которых задействованы в схеме дифференциальной защиты.

- Газовая защита – предназначается для защиты трансформатора от внутренних повреждений. Защита функционирует на «сигнал» и «отключение» трансформатора, при этом выпадает блинкер – «Газовая защита РПН».

- Максимально – токовая защита на стороне 110 кВ – считается резервной защитой при отказе основных защит трансформатора (диф.защиты и газовой) и как резервная при отказе МТЗ 6 кВ.

- Максимально – токовая защита на стороне 6 кВ – считается резервной защитой при повреждениях на линиях 6 кВ и основной защитой шин 6 кВ.

- Отключающий импульс от защит трансформатора передается непосредственно на отключение ВВ-110 кВ питающей линии ВЛ-110-Восточная-1, ВЛ-110-Восточная-2 на ПС Левобережная и выключателей 6 кВ со стороны НН.

9 Собственные нужды подстанции

Определение суммарной расчетной мощности приемников собственных нужд ЗРУ-6 кВ и ОРУ-110кВ выполняется с учетом коэффициентов спроса (K_c), предусматривающего применение установленной мощности и одновременности их работы.

Результаты расчета представлены в Таблицах 9.1 и 9.2.

Согласно расчетов предусмотрена установка 2х трансформаторов собственных нужд мощностью 100 кВА.

Таблица 9.1 - Расчет нагрузки потребителей собственных нужд в I очередь реконструкции

№ п.п.	Наименование нагрузки	Кол-во приемников, шт.	Номинальная мощность		η	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор			Расчетная нагрузка	S
			Одного приемника $P_{н. \max} / P_{н. \min}$, кВт	Общая, кВт				Коэффициент спроса α	Активная $P_p = P \cdot \alpha / \eta$, кВт	Реактивная $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi$, кВАр		
1	Обогрев приводов выключателей, разъединителей	-	-	5,4	1	1	0	1	5,4	0	5,4	5,4
2	Питание приводов выключателей 110 кВ	1	1,6	1,6	0,8	0,85	0,62	1	2	1,24	2,35	4,5
	Питание приводов разъединителей 110 кВ	13	0,25	3,25	0,8	0,85	0,62	0,15	0,61	0,38	2,15	
3	РПН трансформатора Т-2	1	0,75	0,75	1	0,85	0,62	0,7	0,53	0,33	0,62	0,87
	Обогрев привода РПН Т-2	1	0,25	0,25	1	1	0	1	0,25	0	0,25	
4	Охлаждение трансформатора Т-2	6	0,37	2,22	0,85	0,85	0,62	0,85	2,22	1,38	2,61	2,61
5	Питание цепей блокировки разъединителя	-	-	0,4	1	1	0	1	0,4	0	0,4	0,4
6	Зарядно-выпрямительное устройство	1	8,8	8,8	0,93	0,87	0,57	0,8	7,57	4,29	8,7	8,7
7	Сварочная сеть	1	10	10	1	0,35	2,68	0,35	3,5	9,37	10	10
8	Освещение ОРУ	-	-	1,08	1	0,95	0,33	1	1,08	0,35	1,14	1,14
9	Освещение шкафов РЗА	4	0,02	0,07	1	1	0	0,5	0,04	0	0,04	0,04
10	Штепсельная сеть и освещение шкафов на ОРУ	3	1	3	1	1	0	0,33	0,99	0	0,99	0,99
11	Вентиляция и кондиционирование здания ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	3,68	1	0,97	0,25	0,8	2,94	0,74	3,04	36,04
	Отопление здания ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	33	1	1	0	1	33	0	33	
12	Рабочее освещение ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	6,7	1	0,9	0,48	0,9	6,03	2,92	6,7	6,95
	Ремонтное освещение ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	0,5	1	1	0	0,5	0,25	0	0,25	
13	Аварийное освещение ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	0,43	1	0,94	0,36	1	0,43	0,16	0,46	0,46
14	Питание двигателя ДГК 2 сш	1	2,2	2,2	0,75	0,85	0,62	1	2,93	1,82	3,5	3,5
15	Питание блока сопряжения Бреслер	1	0,02	0,02	1	1	0	1	0,02	0	0,02	0,02
Суммарная нагрузка на ТСН в аварийном режиме, кВА												71,6

Таблица 9.2– Расчет нагрузки потребителей собственных нужд во II очередь реконструкции

№ п.п.	Наименование нагрузки	Кол-во приемников, шт.	Номинальная мощность		η	$\cos \phi$	$\operatorname{tg} \phi$	Расчетная нагрузка на трансформатор			Расчетная нагрузка	S
			Одного приемника $P_{н. \max} / P_{н. \min}$, кВт	Общая, кВт				Коэффициент спроса α	Активная $P_p = P \cdot \alpha / \eta$, кВт	Реактивная $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi$, кВАр		
1	Обогрев приводов выключателей, разъединителей	-	-	10,17	1	1	0	1	10,17	0	10,2	10,2
2	Питание приводов выключателей 110 кВ	2	1,6	3,2	0,8	0,85	0,62	0,5	2	1,24	2,35	4,56
	Питание приводов разъединителей 110 кВ	20	0,25	5	0,8	0,85	0,62	0,1	0,63	0,39	2,21	
3	РПН трансформатора Т-1	1	0,75	0,75	1	0,85	0,62	0,7	0,53	0,33	0,62	0,87
	Обогрев привода РПН Т-1	1	0,25	0,25	1	1	0	1	0,25	0	0,25	
4	РПН трансформатора Т-2	1	0,75	0,75	1	0,85	0,62	0,7	0,53	0,33	0,62	0,87
	Обогрев привода РПН Т-2	1	0,25	0,25	1	1	0	1	0,25	0	0,25	
5	Охлаждение трансформатора Т-1	6	0,37	2,22	0,85	0,85	0,62	0,85	2,22	1,38	2,61	2,61
6	Охлаждение трансформатора Т-2	6	0,37	2,22	0,85	0,85	0,62	0,85	2,22	1,38	2,61	2,61
7	Питание цепей блокировки разъединителя	-	-	0,4	1	1	0	1	0,4	0	0,4	0,4
8	Зарядно-выпрямительное устройство	1	8,8	8,8	0,93	0,87	0,57	0,8	7,57	4,29	8,7	8,7
9	Питание АСУ, АИИСКУЭ, средств связи	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,43	0,43
10	Сварочная сеть	1	10	10	1	0,35	2,68	0,35	3,5	9,37	10	10
11	Освещение ОРУ	-	-	1	1	0,95	0,33	1	1	0,33	1,29	1,29
12	Освещение шкафов РЗА	7	0,02	0,14	1	1	0	0,4	0,056	0	0,056	0,056
13	Штепсельная сеть и освещение шкафов на ОРУ	6	1	6	1	1	0	0,33	1,98	0	1,98	1,98
14	Вентиляция и кондиционирование здания ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	3,68	1	0,97	0,25	0,8	2,94	0,74	3,04	36,04
	Отопление здания ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	33	1	1	0	1	33	0	33	
15	Рабочее освещение ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	6,7	1	0,9	0,48	0,9	6,03	2,92	6,7	6,95
	Ремонтное освещение ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	0,5	1	1	0	0,5	0,25	0	0,25	
16	Аварийное освещение ОПУ-ЗРУ-6 кВ	-	-	0,43	1	0,94	0,36	1	0,43	0,16	0,46	0,46
17	Питание двигателя ДГК 1 сш	1	2,2	2,2	0,75	0,85	0,62	1	2,93	1,82	3,5	3,5
18	Питание двигателя ДГК 2 сш	1	2,2	2,2	0,75	0,85	0,62	1	2,93	1,82	3,5	3,5
19	Питание блока сопряжения Бреслер	1	0,02	0,02	1	1	0	1	0,02	0	0,02	0,02
20	Питание собственных нужд контейнера связи	-	-	7,5	1	1	0	1	7,5	0	7,5	7,5
Суммарная нагрузка на ТСН в аварийном режиме, кВА												92,43

10 Описание рабочего места, оборудования и выполняемых технологических операций

Площадь, занимаемая реконструируемой подстанцией составляет 0,396 га.

В радиусе 450 м от границ подстанции жилая застройка отсутствует.

На подстанции располагается одноэтажное кирпичное здание ОПУ, совмещенное с ЗРУ-6 кВ.

Подъезд к подстанции возможен с ул. Новозаводская по автодороге местного значения, которая сообщается с сетью городских автодорог и имеет выход на федеральные трассы.

На рисунке 10.1 приведен план подстанции 110/6 кВ «Восточная».

Любой из 2-ух трансформаторов питает собственные секции шины 6 кВ. Шины соединены секционным выключателем. Данная модель подобрана из-за того, что к шинам присоединено огромное число приемников, а кроме того предусматривается потребность резервирования. Системы шин пребывают в работе при соответствующем надлежащем распределении всех присоединений. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, и любой трансформатор питает собственную секцию шин. При выходе из строя одного из трансформаторов, он отключается, согласно схеме АВР срабатывает секционный выключатель, и питание всех потребителей осуществляется через 2-ой трансформатор. Благодаря такому разделению присоединений возрастает безопасность схемы.

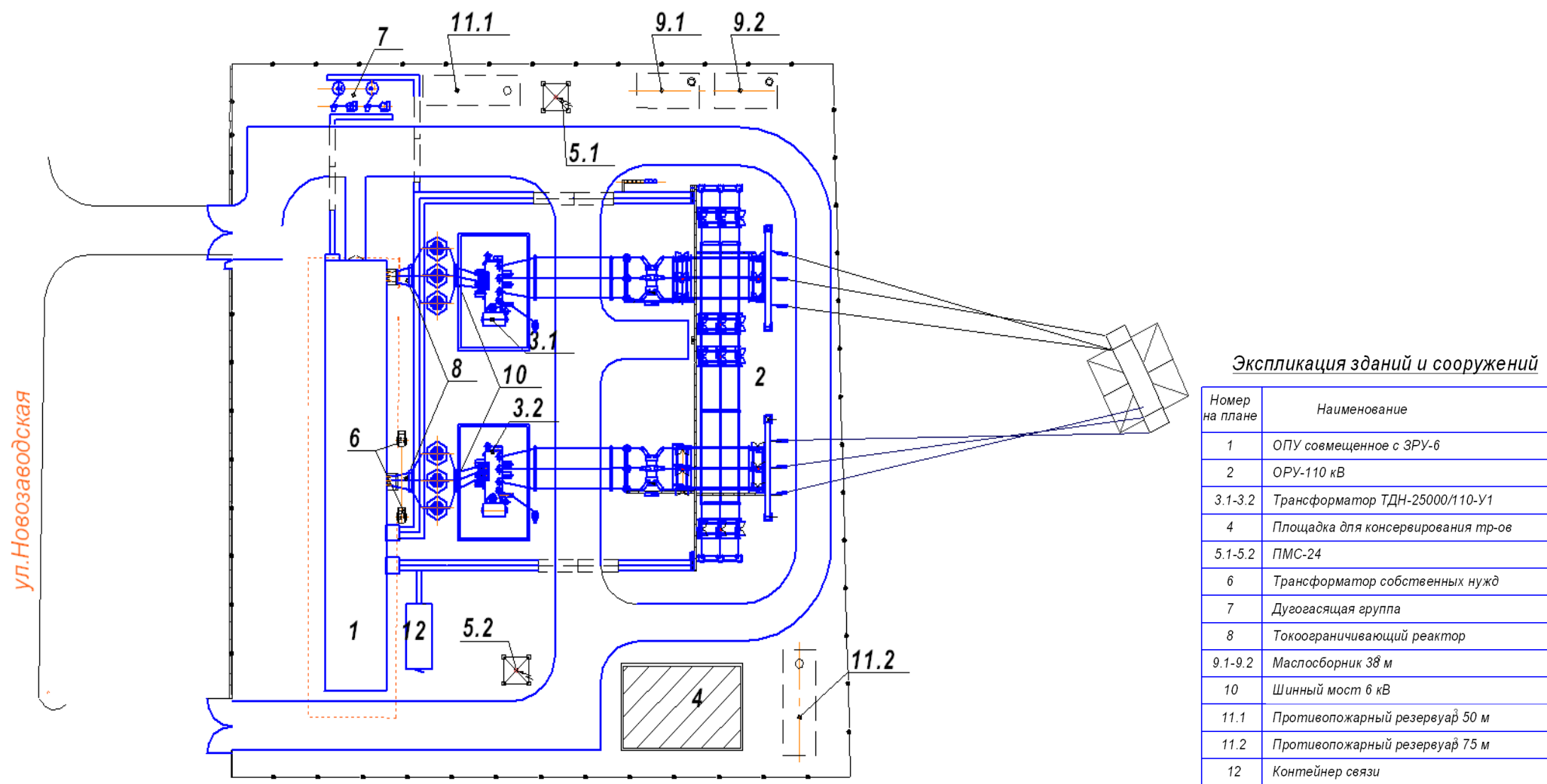


Рисунок 10.1 – План подстанции 110/6 кВ «Восточная»

10.1 Идентификация опасных и вредных производственных факторов

ГОСТ 12.0.003-74* подразделяет опасные и вредные производственные факторы по природе действия на четыре группы:

1. Физически опасные и вредные производственные условия.
2. Химически опасные и вредные производственные условия.
3. Биологически опасные и вредные производственные условия.
4. Психофизиологические опасные и вредные производственные условия.

Фактическое состояние приведено в таблице и не является критическим для обслуживающего персонала.

Таблица 10.3 - Опасные и вредные производственные факторы на ПС110/6 «Восточная»

№ п/п	Наименование опасного и вредного производственного фактора согласно ГОСТ 12.0.003-74*	Разновидности трудов, спецоборудование, научно-технические действия присутствие каковых попадает в этот промышленный условие
1	Повышенная или пониженная температура воздуха, скорость его движения и относительная влажность	Работа на ОРУ-110кВ
2	Повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	Токоведущая часть электроустановки
3	Повышенные уровни статического электричества, электромагнитных излучений	Высоковольтные линии электропередач, распределительные устройства, устройства защиты и автоматики, трансформаторы
4	Повышенная напряженность электрического и магнитного полей	Высоковольтные линии электропередач, распредел. устройства, устройства защиты и автоматики, трансформаторы

10.2 Напряженность электрического и магнитного полей

Электромагнитное поле (далее ЭМП) это совокупность магнитного (магнитостатического) и электрического (электростатического) полей, основными характеристиками которых является напряжённость.

Влияние на человека электромагнитных излучений зависит от диапазона частот, интенсивности воздействия определенного фактора, длительности

облучения, характера излучения (непрерывное или модульное), режима облучения, размеров облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма.

Оперативное обслуживание подстанции 110/6 кВ «Восточная» организовано дежурством оперативно-выездной бригады.

Максимально допустимые уровни напряженности электрического и магнитного полей на рабочем месте в течение всей смены (8-часовой) устанавливаются равными 5 кВ/м и 80 А/м соответственно.

Напряженность магнитного поля, создаваемого проводником с током определяется по формуле:

$$H = \frac{I}{2\pi R} \quad (10.1)$$

где R - расстояние до проводника с током (м).

Дистанция от людей и используемых ими инструментов и приспособлений до токоведущих частей электрооборудования должно быть не менее 0,6 м при напряжении от 3 до 35 кВ и не менее 1,0 м при напряжении от 60 до 110 кВ.

Определяем напряженность магнитного поля на рабочих местах:

$$H = \frac{I}{2\pi R} = \frac{2189}{2\pi \cdot 0,6} = 580,9 \text{ А/м} = 0,581 \text{ кА/м (для 6 кВ)} \quad (10.2)$$

$$H = \frac{I}{2\pi R} = \frac{131}{2\pi \cdot 1,0} = 20,8 \text{ А/м} = 0,021 \text{ кА/м (для 110 кВ)} \quad (10.3)$$

Полученные значения напряженности магнитного поля вблизи токоведущих частей напряжением 6 кВ выше нормативного. Но, следует отметить, что данное нормативное значение принято для 8-ми часового времени пребывания персонала вблизи токоведущих частей. Для меньшего времени пребывания (персонал ОВБ находится на подстанции до 1-2 часов)

предельно-допустимый уровень воздействия ПМП устанавливается от 1600 до 800 А/м.

Полученное значение напряженности магнитного поля вблизи токоведущих частей напряжением 110 кВ ниже нормативного. Время пребывания людей вблизи может достигать 8-ми часов.

Определяем электрического поля:

$$E = \frac{U_{\phi}}{l} = \frac{63,5}{28,5} = 2,2 \text{ кВ/м} \quad (10.4)$$

где: l - наименьшее расстояние от шин 110 кВ до помещений ОПУ, м;

U_{ϕ} - фазное рабочее напряжение электроустановки, кВ.

Полученное значение напряженности электрического поля ниже нормативного. Таким образом, электрическое поле, создаваемое токоведущими частями ОРУ 110 кВ ПС «Восточная» не оказывает негативного воздействия на персонал, обслуживающий подстанцию.

В пределах ограды подстанции безопасная для здоровья величина напряженности электрического поля (менее 5 кВ/м) достигается выполнением требований ПУЭ - заземление всех открытых частей электроустановки, расположение токоведущих частей с учетом компенсирующего действия разноименных фаз, применение высоких стоек под оборудование.

Инструментальные замеры показывают, что уровни напряженности ЭП и МП гораздо ниже расчётных. На основании чего можно сделать вывод, что воздействие электрических и магнитных полей на ПС будет находиться в пределах норм, и специальные мероприятия по их снижению не требуются.

10.3 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасное производство работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

1. оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

2. допуск к работе;
3. надзор во время работы;
4. оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место, окончания работы.

10.4 Технические мероприятия по электробезопасности

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

1. произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
2. на приводах ручного и ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов вывешены запрещающие плакаты;
3. проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
4. установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
5. вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

10.5 Расчет заземляющих устройств ПС 110/6 «Восточная»

Применительно к конструкциям реконструируемой ПС применяются следующие данные:

- Длина и диаметр стержней – $l = 5\text{ м}, d = 12 \cdot 10^{-3}\text{ м}$;
- Расстояние между стержнями – $a = 5\text{ м}$;
- Глубина заложения проводников – $t = 0,5\text{ м}$;
- Сопротивление заземлителя – $R_3 = 0,5\text{ Ом}$;

- Ток замыкания на землю – $I_3 = 10,3 \text{ кА}$;
- Глубина заложения полосы – $t = 0,7 \text{ м}$;
- Площадь ПС – $S = 61 \text{ м} \cdot 68 \text{ м}$;
- Удельное сопротивление грунта – $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Намечена к выполнению сетка с 46 вертикальными проводниками с $l_B = 5 \text{ м}$; $a = 5 \text{ м}$ (рисунок 10.2). Естественных заземлителей нет.

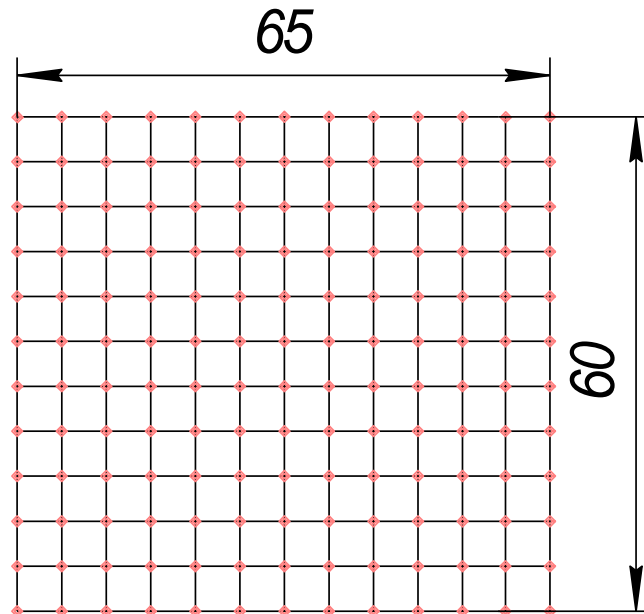


Рисунок 10.2 – Схема заземлителя

Для $\tau = t_{p,z} + t_{o,v} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$

Находим по таблице 10.1 наибольшее допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп}$:

Таблица 10.4 – Наибольшее допустимое напряжение прикосновения

Длительность воздействия, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	От 1 до 3
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В	500	400	200	130	100	65

$$U_{пр.доп} = 500 \text{ В}$$

Для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot S}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,87}{\left(\frac{5 \cdot 1560}{5 \cdot 65 \cdot 60}\right)^{0,45}} = 0,103 \quad (10.5)$$

где M – параметр, зависящий от ρ_1/ρ_2 , т.к. грунт принят однородным, то $\rho_1/\rho_2=1$, а $M=0,5$;

$l_B = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$L_{\Gamma} = 1560$ м – длина горизонтальных заземлителей;

$a = 5$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

$S = 3900$ м² – площадь заземляющего устройства;

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \rho_{\text{в.с}}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87 \quad (10.6)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000$ Ом, $R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_{\text{в.с}}$,

$\rho_{\text{в.с}}$ – удельное сопротивление верхнего слоя земли, т.к. данных по слоям нет, принимаем $\rho_{\text{в.с}} = \rho_{\text{з}} = 100$ Ом · м.

Напряжение на заземлителе:

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,103} = 4854,4 \text{ В} \quad (10.7)$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Допустимое сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{з.доп}} = \frac{U_{\text{з}}}{I_{\text{з}}} = \frac{4854,4}{10300} = 0,471 \text{ Ом} \quad (10.8)$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной:

$$\bar{S} = \sqrt{65 \cdot 60} = 62,45 \text{ м} \quad (10.9)$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \bar{S}} - 1 = \frac{1650}{2 \cdot 62,45} - 1 = 12,211, \text{ принимаем } m = 12 \quad (10.10)$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_{\Gamma} = 2 \bar{S} \cdot m + 1 = 2 \cdot 62,45 \cdot 12 = 1623,7 \text{ м} \quad (10.11)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\bar{S}}{m} = \frac{62,45}{12} = 5,2 \text{ м} \quad (10.12)$$

Вертикальные электроды наилучшим образом используются при расположении их в основном по периметру заземлителя. Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура при условии $a/l_B=1$

$$n_B = \frac{\bar{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B} = \frac{62,45 \cdot 4}{5} = 49,96, \text{ принимаем } n_B = 50 \quad (10.13)$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B = 5 \cdot 50 = 250 \text{ м} \quad (10.14)$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{62,45} = 0,091 < 0,01, \\ A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\bar{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{62,45} = 0,367 \quad (10.15)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{S} + \frac{\rho_3}{L_r + L_b} = 0,367 \cdot \frac{100}{62,45} + \frac{100}{1623,7 + 250} = 0,415 \text{ Ом} \quad (10.16)$$

где $R_{3, \text{доп}} \leq 0,5 \text{ Ом}$, согласно ПУЭ.

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,103 \cdot 10300 \cdot 0,415 = 440,3 \text{ В} \quad (10.17)$$

что меньше допустимого значения 500 В.

10.6 Молниезащита на ПС 110/6 «Восточная»

Здание и сооружение подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний.

На рисунке 10.3, 10.4 показана зона защиты одиночного стрележнего молниеотвода.

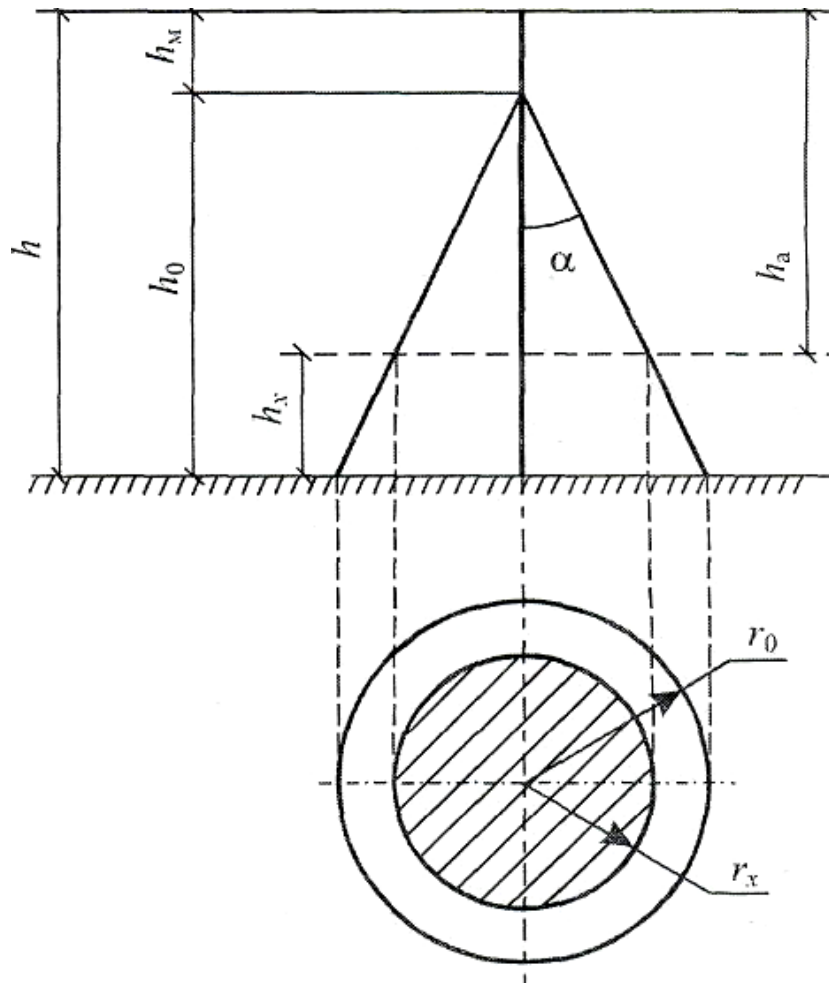


Рисунок 10.3 - Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Для зоны защиты требуемой надежности радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x вычисляется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 11)}{16} = 5 \quad (10.18)$$

где h_0 — высота вершины конуса стержневого молниеотвода;

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м};$$

r_0 — радиусы защиты на уровне земли; $r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м}$.

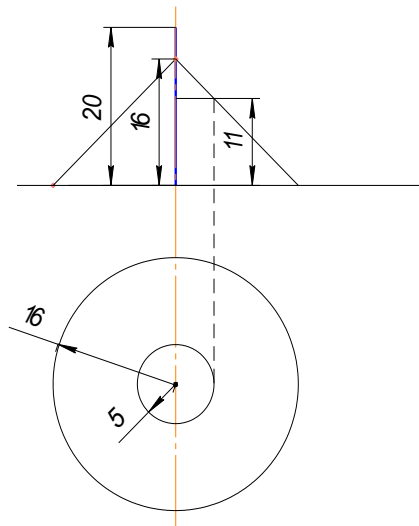


Рисунок 10.4 - Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Так как зона защиты одиночного стержневого молниеотвода не охватывает всю территорию подстанции, то проверяем возможность установки двойного стержневого молниеотвода.

На рисунке 10.5, 10,6 показана зона защиты двойного стержневого молниеотвода.

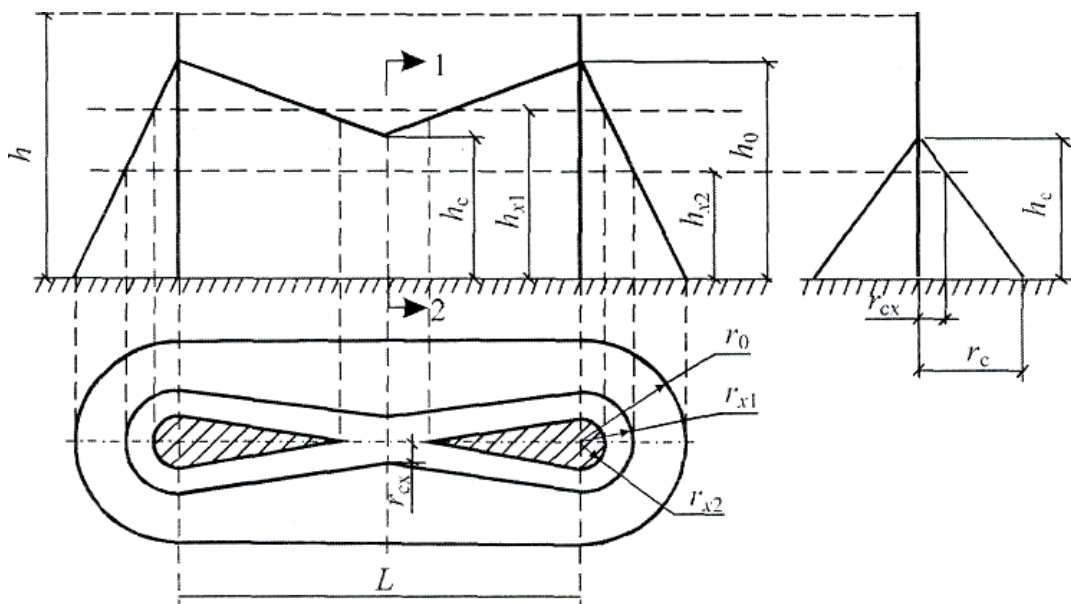


Рисунок 10.5 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ граница зоны не имеет провеса:

$$h_c = h_0 = 16 \text{ м.}$$

Вычислим размеры горизонтальных сечений:

- максимальная полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16 \cdot (16 - 11)}{16} = 5 \text{ м} \quad (10.19)$$

- длина горизонтального сечения l_x на высоте $h_x < h_c$:

$$l_x = \frac{L}{2} = \frac{36,8}{2} = 18,4 \text{ м} \quad (10.20)$$

- ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами $2r_{cx}$ на высоте $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{16 \cdot (16 - 11)}{16} = 5 \quad (10.21)$$

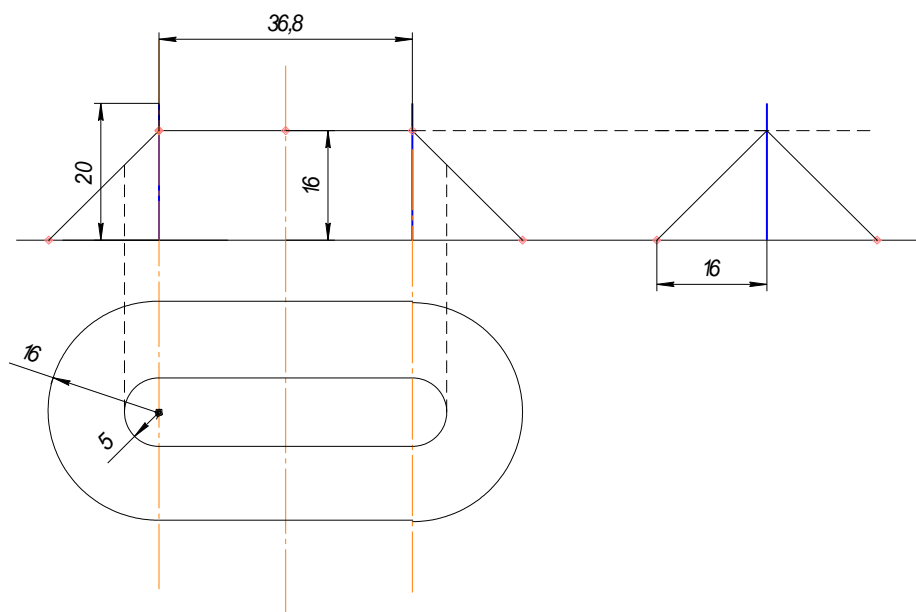


Рисунок 10.6- Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Устанавливается 2 молниеотвода так, чтобы они покрывали всю территорию ПС.

Заключение

В ходе реконструкции ПС «Восточная» была показана необходимость замены устаревшего оборудования более новым.

После проведения реконструкции трансформаторная мощность ПС увеличится в 1,5 раза, подстанция будет удовлетворять современным требованиям по безопасности, надёжности. Следует отметить, что в настоящее время ПС «Восточная» является одной из старейших подстанций Центрального района г.о. Тольятти.

Проблема с источниками питания Центрального района г.о. Тольятти решена комплексно, т.е. с учётом сложившегося дисбаланса по нагрузкам источников питания.

Электрическая схема подстанции была заменена на более совершенную и надёжную схему на выключателях и разъединителях. Эта схема обеспечивает надёжное электроснабжение присоединённых к подстанции потребителей.

При реализации данного проекта будет усовершенствована система электроснабжения юго-восточной части города. Это обеспечит бесперебойное электроснабжение существующих потребителей и даст возможность для снабжения электроэнергией вновь строящихся объектов.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Главгосэнергонадзор России, 2011.
2. ГОСТ 14209 – 1997. - Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. - Введ. 2002—01—01. - Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации; М. : Изд-во стандартов, 2009. — 82 с.
3. ГОСТ 9920 – 1989. – Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. – Введ. 1989-10-19. – Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов, 1997. – 3с.
4. ГОСТ 12.0.003-74*. - Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. –Введ. 1976-01-01. - Госуд. комитет по стандартам; М.: Изд-во стандартов, 2014. – 4 с.
5. ГОСТ Р 52725-2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ». – Введ. 2007-06-08. – Фед. агентство по техническому регулированию и метрологии; М.: Стандартиформ, 2015.- 37 с.
6. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/ В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2001.
7. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М.: Энергоатомиздат, 2015. - 91 с.
8. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / Ю.Г. Барыбина. - М.: ЭНАС 2012.
9. Алиев, И.И. Кабельные изделия/ И.И.Алиев. - М.: ИП РадиоСОФТ, 2016.
10. Герасимова, В.Г. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г. Герасимова. - М.: МЭИ, 2015 г.
11. Долина, П.А. Техника безопасности в электроэнергетических

установках»/ П.А. Долина. - М.: Энергоатомиздат, 2015 г.

12. Гончарук, А.И. Расчет и конструкции трансформаторов/ А.И. Гончарук. - М.: «Форум-Инфра-М», 2015, 240 с

13. Дорошев, К.И. Комплектные РУ 6-35кВ/ К.И. Дорошев. - М.: Энергоатомиздат, 2016 г.

14. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/ Л.И. Двоскин. - М.: Энергоатомиздат, 2014 г.

15. Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках. Издание 2-е, перераб. и доп./ Б.А. Князевский. - М., «Энергия», 2013 г.

16. Колединова, Г.М. Методические указания к выполнению раздела дипломного проекта "Экономическая эффективность схемы электроснабжения промышленного предприятия"/ Г.М. Колединова. - Тольятти: 2014 г.

17. Крупович, В.И.Справочник по проектированию электроснабжения/ В.И. Крупович. - М.: Энергия, 2012 г.

18. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др./ Е.Ф. Макаров. – М.: Папирус Про, 2015.

19. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изм. и доп.). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013 г.-192 с.

20. Техника безопасности в электроэнергетических установках» под ред. П.А. Долина. М.: Энергоатомиздат, 2013 г.

21. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С.А. Ульянов. - М.: Энергия, 2011 г.

22. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей/ М.А. Шабад. - М.: Энергоатомиздат, 2011 г.

23. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача вэлектрической энергии/ Под общ.ред. В.Г.Герасимова и др. М.: МЭИ, 2012 г.

24. Силовые трансформаторы: каталог ООО «Тольяттинский

Трансформатор».

25. Roman K. The Digital Information Age: An Introduction to Electrical Engineering. - Cengage Learning, 2014. 400 p.

26. Lukutin B. V., Shandarova E. B., Fuks I. L. Energy efficiency of photovoltaic power plants in stand-alone power supply systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). Chelyabinsk. 2016. pp. 1-5.

27. Artemenko M. Y., Polishchuk S. Y., Mykhalskyi V. M., Shapoval I. A. Apparent power decompositions of three-phase power supply system to develop control algorithms of shunt active filter // 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). Kiev. 2017. pp. 495-499.

28. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. - PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.

29. Feng X., Tao Y., Wan M. Energy management and control strategy for multiport power supply system based on energy storage // 2017 Chinese Automation Congress (CAC). Jinan. 2017. pp. 5225-5230.