

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция ГПП 110/10 кВ АО «ССК»

Студент	<u>М.А. Мингалев</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>В.П. Тараканов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	_____ (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
	_____ (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)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

Темой бакалаврской работы является «Реконструкция ГПП 110/10 кВ АО «ССК».

На основании исходных данных по развитию системы коммунальной инфраструктуры г. Тольятти и прогноза роста нагрузок выполнен выбор числа и мощности силовых трансформаторов, которые будут установлены на ГПП. В связи с выбором более мощного силового трансформатора на ГПП выполнен выбор новых электрических аппаратов. Произведен выбор современных устройств релейной защиты силовых трансформаторов для установки на ГПП и отходящих линий напряжением 10 кВ, выполненных на базе микропроцессорной техники.

Проведен анализ экономической эффективности замены силовых трансформаторов ГПП и релейной защиты. Выполнен расчет защитного заземления ГПП.

Выпускная квалификационная работа выполнена в объеме 54 страниц, содержит 4 рисунка и 14 таблиц.

Содержание

Введение	4
1 Характеристика объекта	5
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП	7
3 Расчет токов короткого замыкания	16
4 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников	21
5 Замена релейной защиты ГПП на микропроцессорную	37
6 Расчет защитного заземления ГПП	44
7 Экономическая эффективность проекта	48
Заключение	52
Список использованных источников	53

Введение

Правильно спроектированная современная система электроснабжения города должна обеспечивать выполнение следующих технических и экономических требований [1 - 3]:

- обеспечение безопасности производимых работ для всего обслуживающего персонала и для потребителей;
- надежность снабжения потребителей электроэнергией;
- качество электрической энергии должно соответствовать ГОСТ 32144-2013;
- экономичность как при строительстве системы, так и при ее эксплуатации;
- возможность изменения системы в связи с перспективным развитием;
- предотвращение вредного воздействия на окружающую среду.

Выполнение этих требования должно быть обеспечено как на стадии проектирования так и эксплуатации системы электроснабжения города.

Оптимальное построение системы электроснабжения зависит от многих факторов: наличия необходимой документации и ее соответствия современным требованиям, характеристик проектируемого объекта, структуры объекта и его установленной мощности, территориального расположения структурных элементов и т.д. [4, 5].

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является обеспечение надежного электроснабжения электрической энергией соответствующего качества потребителей, получающих питание от ГПП-3 Автозаводского района г. Тольятти.

1 Характеристика объекта

ГПП-3 располагается в Автозаводском районе г. Тольятти и обслуживается АО «ССК».

Связь подстанции с Тольяттинской ТЭЦ и ТЭЦ ВАЗа осуществляется по двум линиям 110 кВ:

- воздушной линии 110 кВ «Город-31» от ГПП-5 до ГПП-3 протяженностью 9,5 км, выполненной голым сталеалюминевым проводом АС-240;

- воздушной линии 110 кВ «Город-32» от Тольяттинской ТЭЦ до ГПП-3 протяженностью 12,1 км, выполненной голым сталеалюминевым проводом АС-150.

На подстанции установлены два силовых трансформатора номинальной мощностью 40 МВА каждый. Коэффициент загрузки силовых трансформаторов ГПП-3 в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7. Ток нагрузки, определенный по замерам составляет для ввода №1 1758 А (что соответствует коэффициенту загрузки трансформатора – 0,8), а для ввода №2 1337 А (что соответствует коэффициенту загрузки трансформатора – 0,61).

От ГПП-3 получают питание жилые кварталы № 9, 12, 13, 14, 16, 17 и 17а Автозаводского района г. Тольятти с общим числом проживающего населения порядка 106 тыс. человек. Строительство новых домов и рост электропотребления в существующих, приводит к необходимости замены силовых трансформаторов ГПП на более мощные. Прогнозируемое значение расчетной максимальной полной мощности подстанции к 2020 году составит 71,3 МВА.

Реконструкцией ГПП предполагается замена существующих силовых трансформаторов типа ТРДН-40000/110/10/10 на следующие силовые трансформаторы по шкале номинальных мощностей ТРДН-63000/110/10/10 или ТРДН-80000/110/10/10.

Увеличение номинальной мощности силовых трансформаторов и физическая изношенность установленного на подстанции оборудования обуславливают необходимость замены электрических аппаратов на ГПП на новые.

В связи с присоединением к ГПП новых потребителей электроэнергии и с целью повышения надежности и бесперебойности электроснабжения планируется переход на микропроцессорную релейную защиту. Это необходимо:

- для замены устаревших устройств РЗ на ГПП с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей;

- повышения качества учета электрической энергии, снижения потерь электроэнергии, продления срока службы основного оборудования подстанции за счет применения быстродействующих защит на основе микропроцессорных устройств, обеспечения контроля показателей качества электрической энергии.

2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП

Так как потребителями I и II категории являются 80% потребителей города, то принимаем к установке два силовых трансформатора [6 - 8].

Для определения наиболее оптимальной мощности силовых трансформаторов, производится технико-экономический расчёт и выбор оптимальной номинальной мощности силового трансформатора. В данный момент на ГПП-3 установлены два трансформатора типа ТРДН-40000/110/10. Найдем необходимую номинальную мощность силовых трансформаторов ГПП-3 с учетом предполагаемого роста нагрузок в будущем и допустимой 40% аварийной перегрузки:

$$S_{ном\ t} = S_{max.ПС} \cdot 0,7, \quad (2.1)$$

$$S_{ном\ t} = 71,3 \cdot 0,7 = 49,91 \text{ МВА.}$$

Согласно найденного значения $S_{ном.т.}$ по шкале номинальных мощностей трансформаторов по каталогам производителей выбираем два ближайших по мощности трансформаторов из условия:

$$S_{ном.т2} > S_{ном.т1} > S_{ном.т},$$

$$80 \text{ МВА} > 63 \text{ МВА} > 49,91 \text{ МВА.}$$

2.1 Вариант главной понизительной подстанции с силовыми трансформаторами ТРДН-63000/110/10/10

Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-63000/110/10/10 приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-63000/110/10/10

Марка СТ	$S_{ном}$, МВА	Данные из каталога производителя						Стоимость 1го тр-ра, тыс.руб
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
		ВН	НН					
ТРДН-63000/110/10/10	63	115	10.5	10.5	243	52	0.51	55500

Определим приведенные потери активной и реактивной мощности в стали силового трансформатора на холостом ходу:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (2.2)$$

$$\Delta P_x' = 52 + 0,05 \cdot 321,3 = 68,07 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (2.3)$$

$$\Delta Q_x = 0,51 \cdot 63000 / 100 = 321,3 \text{ квар},$$

Определим приведенные потери мощности под нагрузкой в трансформаторе:

- для обмотки высшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_{к} = 10,5 \cdot 63000 / 100 = 6615 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.5)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{un} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (2.6)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 6615 = 330,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном\ T} / 100, \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 63000 / 100 = 11576,3 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.8)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ун} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (2.9)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 486 + 0,05 \cdot 11576,3 = 1064,8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (2.10)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 243 = 486 \text{ кВт}.$$

Определим коэффициенты загрузки всех обмоток силового трансформатора:

$$K_{3.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (2.11)$$

$$K_{3.в} = \frac{71300}{63000} = 1.13.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (2.12)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{35650}{63000} = 0.57.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_{3.в}^2 \cdot \Delta P_{к.в}^{\wedge} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\wedge} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\wedge}, \quad (2.13)$$

$$P_m^{\wedge} = 68.07 + 1.13^2 \cdot 330.8 + 0.57^2 \cdot 1064.8 + 0.57^2 \cdot 1064.8 = 1173.6 \text{ кВт}.$$

На основании суммарного годового графика нагрузки ГПП определяются потери электроэнергии в трансформаторах ПС ΔW и их стоимость $I_{\Delta W}$:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{з.вi}^2 \cdot \Delta P'_{к.в} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{з.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (2.14)$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-63000/110/10/10 заносим в таблицу 2.2.

На основании суммарных значений потерь холостого хода и короткого замыкания находим стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ГПП за год:

$$I_{\Delta WПС} = \Delta W_{nc} \cdot C_э, \quad (2.15)$$

$$I_{\Delta WПС} = (1961960 + 1054735) \cdot 2,888 = 8712 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_э = 2,888$ руб/кВт·ч - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Найдем суммарные приведенные затраты:

$$З_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_э + I_{\Delta WПС} \quad (2.16)$$

$$З_{прив} = 0,25 \cdot 111000 + 10434 + 8712 = 46896 \text{ тыс.руб.}$$

где $E_n = 0,25$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$K = 2 \cdot 55500 = 111000$ тыс.руб. – стоимость силовых трансформаторов ГПП;

$I_э = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 111000 = 10434$ тыс.руб. – ежегодные отчисления.

Таблица 2.2 - Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-63000/110/10/10

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	71.300	35.650	35.650	2	210	28587	1.132	0.566	0.566	44482	35801	35801
2	69.713	34.856	34.856	2	744	101281	1.107	0.553	0.553	150657	121256	121256
3	61.690	30.845	30.845	2	727	98967	0.979	0.490	0.490	115280	92782	92782
4	54.754	27.377	27.377	2	552	75144	0.869	0.435	0.435	68953	55497	55497
5	52.650	26.325	26.325	2	973	132454	0.836	0.418	0.418	112382	90450	90450
6	47.090	23.545	23.545	2	578	78683	0.747	0.374	0.374	53404	42982	42982
7	44.651	22.326	22.326	2	911	124014	0.709	0.354	0.354	75679	60910	60910
8	40.920	20.460	20.460	2	911	124014	0.650	0.325	0.325	63558	51155	51155
9	37.018	18.509	18.509	2	289	39342	0.588	0.294	0.294	16502	13281	13281
10	28.607	14.304	14.304	2	289	39342	0.454	0.227	0.227	9855	7932	7932
11	22.688	11.344	11.344	2	552	75144	0.360	0.180	0.180	11839	9529	9529
12	18.577	9.288	9.288	1	648	44106	0.295	0.147	0.147	18635	14998	14998
13	11.001	5.500	5.500	1	841	57243	0.175	0.087	0.087	8482	6826	6826
14	6.846	3.423	3.423	1	535	36415	0.109	0.054	0.054	2090	1682	1682
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1054735$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1961960$		

2.2 Вариант главной понизительной подстанции с силовыми трансформаторами ТРДН-80000/110/10/10

Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-80000/110/10/10 приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Технические характеристики силового трансформатора ТРДН-80000/110/10/10

Марка СТ	$S_{ном}$, МВА	Данные из каталога производителя						Стоимость 1го тр-ра, тыс.руб
		$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
		ВН	НН					
ТРДН-80000/110/10/10	80	115	10.5	10.5	305	72	0.48	70500

Определим приведенные потери активной и реактивной мощности в стали силового трансформатора на холостом ходу:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (2.17)$$

$$\Delta P_x' = 72 + 0,05 \cdot 384 = 91,2 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} + S_{ном.т} / 100, \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_x = 0,48 \cdot 80000 / 100 = 384 \text{ квар},$$

Определим приведенные потери мощности под нагрузкой в трансформаторе:

- для обмотки высшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.в} = U_{к.в\%} \cdot S_{ном.т} / 100, \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_{к} = 10,5 \cdot 80000 / 100 = 8400 \text{ квар},$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.20)$$

$$U_{к.в\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3 \%,$$

$$\Delta P'_{к.в} = \Delta P_{к.в} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.в}, \quad (2.21)$$

$$\Delta P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 8400 = 420 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмоток низшего напряжения:

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = U_{к.н1,2\%} \cdot S_{ном т} / 100, \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_{к.н1} = \Delta Q_{к.н2} = 18,375 \cdot 80000 / 100 = 14700 \text{ квар},$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}, \quad (2.23)$$

$$U_{к.н1\%} = U_{к.н2\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%,$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = \Delta P_{к.н1,2} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{к.н1,2}, \quad (2.24)$$

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 610 + 0,05 \cdot 14700 = 1345 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (2.25)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 305 = 610 \text{ кВт}.$$

Рассчитаем коэффициенты загрузки всех обмоток силового трансформатора:

$$K_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (2.26)$$

$$K_{з.в} = \frac{71300}{80000} = 0.89.$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (2.27)$$

$$K_{з.н1} = K_{з.н2} = \frac{35650}{80000} = 0.45.$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-80000/110/10/10 заносим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Результаты расчетов потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП ТРДН-80000/110/10/10

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	71.300	35.650	35.650	2	210	38304	0.891	0.446	0.446	35030	28045	28045
2	69.713	34.856	34.856	2	744	135706	0.871	0.436	0.436	118642	94984	94984
3	61.690	30.845	30.845	2	727	132605	0.771	0.386	0.386	90783	72680	72680
4	54.754	27.377	27.377	2	552	100685	0.684	0.342	0.342	54301	43473	43473
5	52.650	26.325	26.325	2	973	177475	0.658	0.329	0.329	88501	70853	70853
6	47.090	23.545	23.545	2	578	105427	0.589	0.294	0.294	42056	33670	33670
7	44.651	22.326	22.326	2	911	166166	0.558	0.279	0.279	59597	47713	47713
8	40.920	20.460	20.460	2	911	166166	0.511	0.256	0.256	50052	40071	40071
9	37.018	18.509	18.509	2	289	52714	0.463	0.231	0.231	12995	10404	10404
10	28.607	14.304	14.304	1	289	26357	0.358	0.179	0.179	15521	12426	12426
11	22.688	11.344	11.344	1	552	50342	0.284	0.142	0.142	18647	14929	14929
12	18.577	9.288	9.288	1	648	59098	0.232	0.116	0.116	14675	11749	11749
13	11.001	5.500	5.500	1	841	76699	0.138	0.069	0.069	6679	5347	5347
14	6.846	3.423	3.423	1	535	48792	0.086	0.043	0.043	1646	1318	1318
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1336536$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1584448$		

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{з.в}^2 \cdot \Delta P_{к.в}^{\dot{}} + K_{з.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{з.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}} , \quad (2.28)$$

$$P_m^{\dot{}} = 91.2 + 0.89^2 \cdot 420 + 0.45^2 \cdot 1345 + 0.45^2 \cdot 1345 = 959 \text{ кВт} .$$

На основании суммарных значений потерь холостого хода и короткого замыкания находим стоимость потерь электроэнергии в силовом трансформаторе ГПП за год:

$$I_{\Delta W_{ПС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{э}, \quad (2.29)$$

$$I_{\Delta W_{ПС}} = (1584448 + 1336536) \cdot 2,888 = 8436 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{э} = 2,888 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Найдем суммарные приведенные затраты:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{э} + I_{\Delta W_{ПС}} \quad (2.30)$$

$$Z_{прив} = 0,25 \cdot 141000 + 13254 + 8436 = 56940 \text{ тыс.руб.}$$

где $E_n = 0,25$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

$K = 2 \cdot 70500 = 141000 \text{ тыс.руб.}$ – стоимость силовых трансформаторов ГПП;

$I_{э} = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 141000 = 13254 \text{ тыс.руб.}$ – ежегодные отчисления.

Так как затраты на трансформаторы ТРДН-80000/110/10/10 значительно превышают затраты на трансформаторы ТРДН-63000/110/10/10, то выбираем для дальнейшего рассмотрения и установки на подстанции трансформаторы ТРДН-63000/110/10/10.

3 Расчет токов короткого замыкания

Определение параметров цепи короткого замыкания. Для определения токов КЗ необходимо составить расчетную схему, которая должна соответствовать нормальному режиму работы системы электроснабжения предприятия. В расчетную схему входят питающие генераторы, силовые трансформаторы, кабельные и воздушные линии электропередачи, реакторы и т.д. По расчетной схеме составляется схема замещения, на которую наносят сопротивления всех элементов, входящих в расчетную схему и определяются точки, в которых необходимо определить токи короткого замыкания [1, 9, 10].

Генераторы, силовые трансформаторы, высоковольтные линии и короткие участки распределительной сети чаще всего учитываются только в виде индуктивных сопротивлений. При достаточной длине сети в расчетах также учитывают их активные сопротивления, т.к. в удаленных точках КЗ большую роль оказывает снижение ударного коэффициента. Активные сопротивления учитывают, если $r_{\Sigma} > x_{\Sigma}/3$, где r_{Σ} , x_{Σ} – суммарные активные и реактивные сопротивления всех элементов до точки КЗ. В расчетах токов КЗ на стороне ниже 1000В учитываются активные и реактивные сопротивления элементов, при этом высоковольтная часть схемы представляется в виде суммарного индуктивного сопротивления системы x_c .

Составляем расчетную схему (рисунок 3.1) и схему замещения (рисунок 3.2) для определения токов КЗ.

Исходные данные для расчета токов КЗ:

Параметры системы: $U_{cp} = 115$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 4550$ МВА.

Параметры линии воздушной линии: $x_{y\partial} = 0,4$ Ом/км; $L = 9.5$ км.

Параметры линии кабельной линии: $x_{y\partial} = 0,2$ Ом/км; $L = 5.5$ км.

Параметры силового трансформатора: $S_{н} = 63$ МВА; $U_{\kappa} = 10.5$ %.

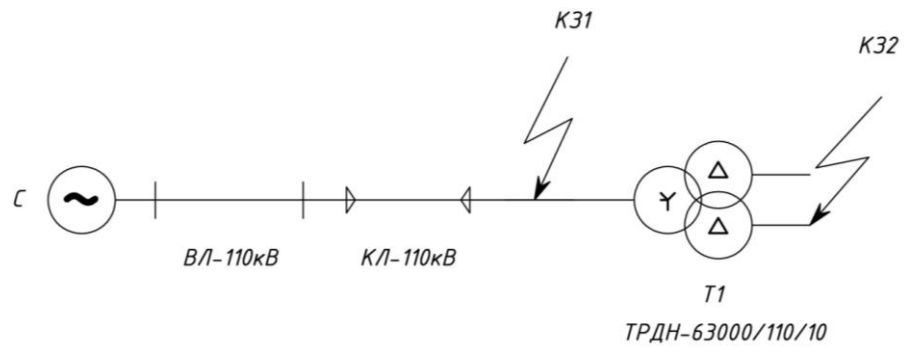


Рисунок 3.1 - Расчетная схема для расчета токов КЗ

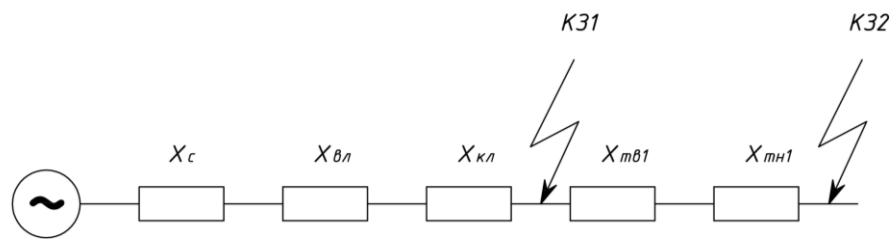


Рисунок 3.2 - Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем сопротивление системы:

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_k}; \quad (3.1)$$

$$x_{c.\bar{o}} = \frac{1000}{4550} = 0.22.$$

Найдем сопротивление воздушной линии:

$$x_{ВЛ.\bar{o}} = x_{y\bar{o}} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{сн}^2}; \quad (3.2)$$

$$x_{ВЛ.\bar{o}} = 0.4 \cdot 9.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.287.$$

Найдем сопротивление кабельной линии:

$$x_{KL.\bar{\delta}} = x_{y\delta} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\delta}}}{U_{CH}^2}; \quad (3.3)$$

$$x_{KL.\bar{\delta}} = 0.2 \cdot 5.5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.083.$$

Найдем сопротивление силового трансформатора:

$$x_{T.B.\bar{\delta}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\delta}}}{S_H}; \quad (3.4)$$

$$x_{T.B.\bar{\delta}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0.208.$$

$$x_{T.H.\bar{\delta}} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\delta}}}{S_H}; \quad (3.5)$$

$$x_{T.H.\bar{\delta}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2.917.$$

Найдем результирующее сопротивление в точке К1:

$$x_{рез1} = x_{с.\bar{\delta}} + x_{ВЛ.\bar{\delta}} + x_{KL.\bar{\delta}}; \quad (3.6)$$

$$x_{рез1} = 0.220 + 0.287 + 0.083 = 0.59.$$

Найдем базисный ток в точке К1:

$$I_{\bar{\delta}.к1} = \frac{S_{\bar{\delta}}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}}; \quad (3.7)$$

$$I_{\bar{\delta}.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Найдем начальное действующее значение тока трехфазного тока К3 в точке К1:

$$I_{\kappa 1}^3 = \frac{E_{\delta}^{\wedge}}{x_{\text{рез1}}} \cdot I_{\delta}; \quad (3.8)$$

$$I_{\kappa 1}^3 = \frac{1}{0.59} \cdot 5.02 = 8.505 \text{ кА.}$$

Найдем ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^3 \cdot \kappa_{\text{уд}}; \quad (3.9)$$

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot 8.505 \cdot 1.8 = 21.65 \text{ кА.}$$

Найдем результирующее сопротивление в точке К2:

$$x_{\text{рез2}} = x_{\text{рез1}} + x_{\text{Т.В.}\delta} + x_{\text{Т.Н.}\delta}; \quad (3.10)$$

$$x_{\text{рез2}} = 0.59 + 0.208 + 2.917 = 3.715.$$

Найдем базисный ток в точке К2:

$$I_{\delta.\text{к2}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}}; \quad (3.11)$$

$$I_{\delta.\text{к2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

Найдем начальное действующее значение тока трехфазного тока КЗ в точке К2:

$$I_{\kappa 2}^3 = \frac{E_{\delta}^{\wedge}}{x_{\text{рез2}}} \cdot I_{\delta.\text{к2}}; \quad (3.12)$$

$$I_{\kappa 2}^3 = \frac{1}{3.715} \cdot 54.986 = 14.8 \text{ кА.}$$

Найдем ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{н,о}^3 \cdot \kappa_{уд}; \quad (3.13)$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 14.8 \cdot 1.85 = 38.721 \text{ кА.}$$

Полученные результаты сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов токов КЗ

	$U_{сн}, \text{кВ}$	$\kappa_{уд}$	$I_{к}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	115	1.8	8.5	21.7
К2	10.5	1.85	14.8	38.7

4 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников

4.1 Выбор электрического оборудования на стороне высокого напряжения 110 кВ

4.1.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне 110 кВ предварительно выбираем высоковольтный выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по [11 - 13]:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.1)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.2)$$
$$443 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (4.3)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ А};$$

- по отключающей способности:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (4.4)$$

$$8.5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА} ,$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (4.5)$$

$$4.9 \text{ кА} \leq 22.6 \text{ кА} ,$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.5 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.05}} = 4.9 \text{ кА} ,$$

$$i_{a.n.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.n.}, \quad (4.7)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 40 = 22.6 \text{ кА} ,$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$I_{к1} \leq I_{нр.с}, \quad (4.8)$$

$$8.5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА} ;$$

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (4.9)$$

$$21.7 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА} ;$$

- по значению теплового импульса:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (4.10)$$

$$10.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 152 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1 прошел проверку.

4.1.2 Выбор разъединителя

Разъединитель выбирается и проверяется по тем же параметрам, что и высоковольтный выключатель, за исключением отключающей способности.

Предварительно выбираем разъединитель типа РГП-СЭЩ-110/1250.

Разъединитель выбирается и проверяется по [11 - 13]:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.11)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.12)$$
$$443 \text{ А} < 1250 \text{ А},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (4.13)$$
$$21.7 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (4.14)$$
$$10.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 94.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250 прошел проверку.

4.1.3 Выбор трансформатора тока

На стороне 110 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТВТ110-I-600/5.

Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям [11 - 13]:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.15)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\max} \leq I_{н.ТТ}, \quad (4.16)$$
$$443 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (4.17)$$
$$21.7 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (4.18)$$
$$10.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 59.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (4.19)$$

Принимаем $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (4.20)$$

Для нахождения $R_{\text{приб}}$ необходимо определить нагрузку по фазам трансформатора тока $S_{\text{приб}}$ и принять за расчетную наиболее загруженную фазу.

Вторичной нагрузкой трансформатора тока является амперметр с максимальной мощностью 0.1 ВА. Найдем сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (4.21)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{0.1}{5^2} = 0.004 \text{ Ом}.$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.004 - 0.1 = 1.096 \text{ Ом}.$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (4.22)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 60}{1.096} = 0.958 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее 2.5 мм^2 , поэтому принимаем стандартное сечение жилы 2.5 мм^2 .

Выбранный трансформатор тока ТВТ110-I-600/5 прошел проверку.

4.1.4 Выбор гибких шин

Гибкие шины на напряжение 110 кВ выполняются сталеалюминевыми проводами марки АС.

Найдем сечение проводов [14]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (4.23)$$

$$s = \frac{316}{1.3} = 243 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод типа АС-240/39 мм² с длительно допустимым током провода 610 А.

Найдем максимальное значение критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (4.24)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 32 \text{ кВ/м.}$$

Найдем напряженность около провода:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (4.25)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{1.08 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{1.08}} = 14.8 \text{ кВ/м.}$$

Условие отсутствия короны:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (4.26)$$

$$15.9 \text{ кВ/м} < 28.8 \text{ кВ/м}.$$

Провод АС-240/39 прошел проверку.

4.1.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Выбираем к установке ОПН-110 УХЛ1.

4.1.6 Выбор заземлителей

Выбираем к установке ЗОН-110М-1 УХЛ1.

4.2 Выбор электрического оборудования на стороне низкого напряжения 10 кВ

4.2.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне 10 кВ предварительно выбираем высоковольтный выключатель ВВ/TEL-10-25/2000.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по [11 - 13]:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.27)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (4.28)$$

$$1732 \text{ А} < 2000 \text{ А},$$

где

$$I_{\max} = \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (4.29)$$

$$I_{\max} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 1732 \text{ A};$$

- по отключающей способности:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (4.30)$$

$$14.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА},$$

$$i_{a.т} \leq i_{a.н}, \quad (4.31)$$

$$11.7 \text{ кА} \leq 15.9 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.32)$$

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 14.8 \cdot e^{\frac{-0.035}{0.06}} = 11.7 \text{ кА},$$

$$i_{a.н} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.н}, \quad (4.33)$$

$$i_{a.н} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 25 = 15.9 \text{ кА},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$I_{к1} \leq I_{пр.с}, \quad (4.34)$$

$$14.8 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА};$$

$$i_{yд} \leq i_{пр.с}, \quad (4.35)$$

$$38.7 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (4.36)$$

$$31.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 53.1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВВ/TEL-10-25/2000 прошел проверку.

4.2.2 Выбор трансформатора тока

На стороне 10 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЦ-10-2000/5.

Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям [11 - 13]:

- номинальному напряжению:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (4.37)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{н.ТТ}}, \quad (4.38)$$

$$1732 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (4.39)$$

$$38.7 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{\text{ном.}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (4.40)$$

$$31.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 136 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (4.41)$$

Принимаем $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_k, \quad (4.42)$$

Для нахождения $R_{\text{приб}}$ необходимо определить нагрузку по фазам трансформатора тока $S_{\text{приб}}$ и принять за расчетную наиболее загруженную фазу.

Вторичной нагрузкой трансформатора тока являются амперметр Э42703 2000/5, ваттметр Д-335, варметр Д-335, счётчик активной и реактивной энергии СЭТ 4ТМ 03М.01 с суммарной максимальной мощностью 12 ВА. Найдем сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (4.43)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{12}{5^2} = 0.48 \text{ Ом}.$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k,$$

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.48 - 0.1 = 0.62 \text{ Ом}.$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (4.44)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.62} = 1.129 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее 2.5 мм^2 , поэтому принимаем стандартное сечение жилы 2.5 мм^2 .

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10-2000/5 прошел проверку.

Аналогичным образом выбираем и проверяем трансформаторы тока на отходящих линиях.

4.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Измерительный трансформатор напряжения выбираем по [11 - 13]:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.45)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по классу точности;

- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (4.46)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (4.47)$$

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИТ-10 с классом точности 0.5. К ТН подключается вольтметр и счетчики активной и реактивной электроэнергии с суммарной потребляемой мощностью 135 ВА.

Тогда:

$$135 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИТ-10 прошел проверку.

4.2.4 Выбор жестких шин

Выбираем жесткие шины по экономической плотности тока [11 - 14]:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (4.48)$$
$$s = \frac{1732}{1.3} = 1332 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевые прямоугольные шины сечением 120x10 мм, с длительно допустимым током 2070 А.

Найдем минимально допустимое сечение шины по термической стойкости:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (4.49)$$
$$s_{\min} = \frac{\sqrt{31.8} \cdot 10^3}{66} = 85.4 \text{ мм}^2.$$

Найдем максимальную силу, действующую на проводники при трехфазном КЗ:

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (4.50)$$

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 38700^2 \cdot 1 \cdot 1 = 259.4 \text{ Н.}$$

Найдем момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (4.51)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.12^2}{6} = 2.4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Определим максимальное напряжение в материале шины:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^3 \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (4.52)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{259.4 \cdot 1}{8 \cdot 2.4 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 1.4 \text{ МПа}.$$

Условие проверки на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (4.53)$$

$$1.4 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (4.54)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

Определим момент инерции поперечного сечения шины:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (4.55)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.12^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (4.56)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-6}}{2.5}} = 315.3 \text{ Гц}.$$

Т.к. частота собственных колебаний > 200 Гц, то механический резонанс не появляется.

4.2.5 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы необходимы для крепления шин. Выбираем изолятор типа ИОР-10-3.75 УХЛ2.

Опорные изоляторы выбираем и проверяем по параметрам [11 - 13]:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (4.57)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по максимально допустимой нагрузке на головку изолятора:

$$F_{\max} \leq F_{дон}, \quad (4.58)$$

$$259.4 \text{ Н} < 1421 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (4.59)$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.19} = 1421 \text{ Н.}$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (4.60)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.12}{2} = 0.19.$$

Опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ2 прошел проверку.

4.2.6 Выбор проходных изоляторов

Выбираем проходной изолятор типа ИП-10/5000-42,5 УХЛ2.

Проходные изоляторы выбираем и проверяем по параметрам:

- номинальному напряжению:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (4.61)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\text{max}} < I_n, \quad (4.62)$$

$$1732 \text{ А} < 5000 \text{ А};$$

- по максимально допустимой нагрузке на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} \leq 0.6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (4.63)$$

$$74.9 \text{ Н} < 25500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (4.64)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{38700^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 74.9.$$

Проходной изолятор ИП-10/5000-42,5 УХЛ2 прошел проверку.

4.2.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираем ОПН-10/12,7 УХЛ 2.

5 Замена релейной защиты ГПП на микропроцессорную

Защита оборудования от токов КЗ и аварийных перегрузок на ГПП-3 выполняется с применением релейных защит.

Замена релейной защиты на п/ст 110/10 кВ ГПП-3 на микропроцессорные средства защиты предусмотрена для [15]:

- замены устаревшей установленной на ГПП релейной защиты;
- для повышения надежности электроснабжения потребителей, получающих питание от ГПП;
- выполнения нормативных требований к учету электрической энергии;
- повышения срока службы основного оборудования подстанции за счет внедрения быстродействующих защит;
- повышения контроля за качеством электроэнергии.

Микропроцессорные защиты отличаются от защит, выполненных с использованием электромеханических реле:

- быстродействием;
- сравнительно более высокой надежностью работы;
- простотой монтажа и обслуживания;
- измерением токов, напряжения и мощности с классом точности 0,5 и выше;
- возможностью записи параметров протекания аварийных процессов;
- возможностью дистанционного управления устройствами и контроля за состоянием объекта.

5.1 Структура микропроцессорных устройств релейной защиты

Микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) различного назначения во многом схожи, а их структурные схемы подобны изображенной на рисунке 5.1.

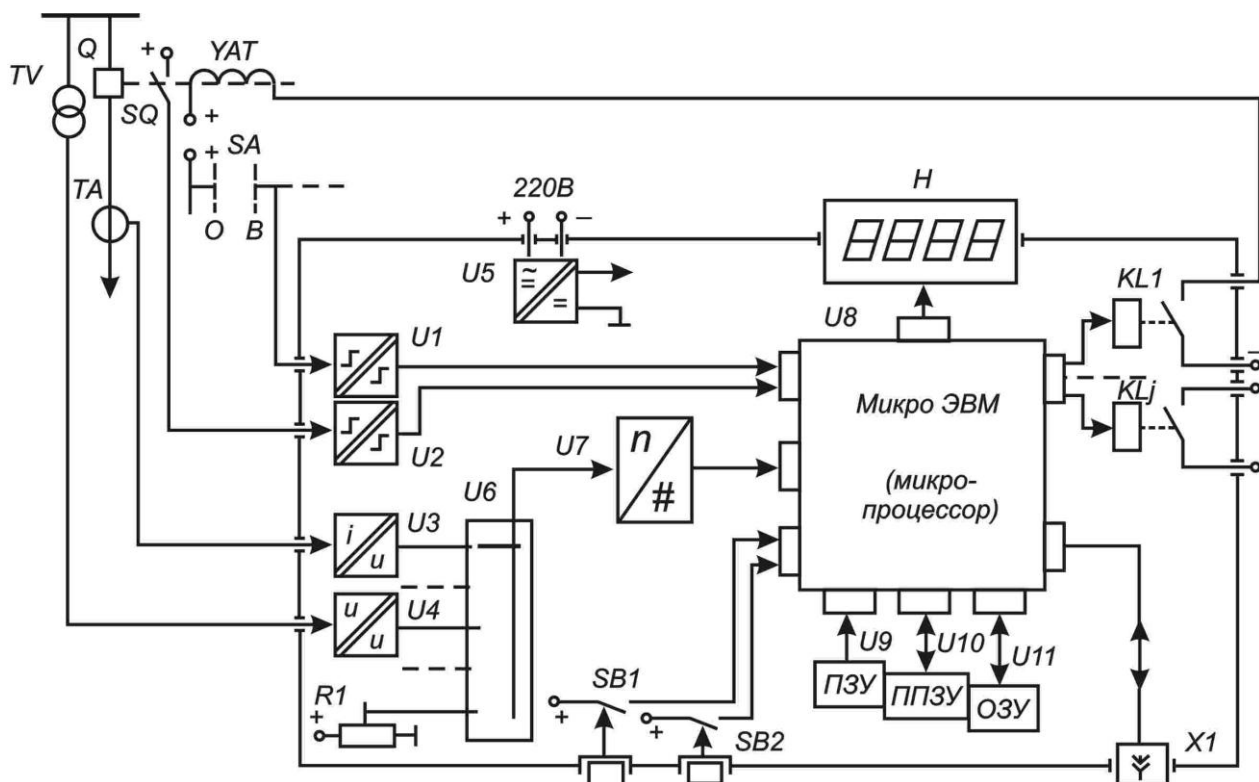


Рисунок 5.1 - Структурная схема МУРЗ

Центральным узлом микропроцессорного блока защиты является микроЭВМ (микропроцессор), которая через устройства ввода-вывода информации обменивается данными с периферийными модулями. При помощи этих модулей выполняется связь микроЭВМ с внешними устройствами: первичными датчиками тока и напряжения, объектом управления и персоналом.

В одном устройстве микропроцессорной релейной защиты может применяться несколько микропроцессоров, каждый из которых занимается решением отдельного фрагмента общей задачи для повышения быстродействия системы в целом. Так, в устройствах производства ALSTOM используется один мощный процессор, а в устройствах ABB до 10 параллельно работающих микропроцессоров.

Типовые узлы микропроцессорного устройства релейной защиты:

- входные $U1-U4$ и выходные $KL1-KLj$ преобразователи сигналов;
- тракт аналого-цифрового преобразования $U6, U7$;

- кнопки управления и задания уставок $SB1$, $SB2$;
- внешний дисплей H для вывода информации и блок питания $U5$.
- коммуникационный порт $X1$ для обеспечения связи с другими устройствами.

Обработка всей информации в МУРЗ выполняется устройством микроЭВМ по заложенному в него алгоритму, представляющему собой микропрограмму.

На рисунке 5.2 изображена структурная схема типовой микроЭВМ:

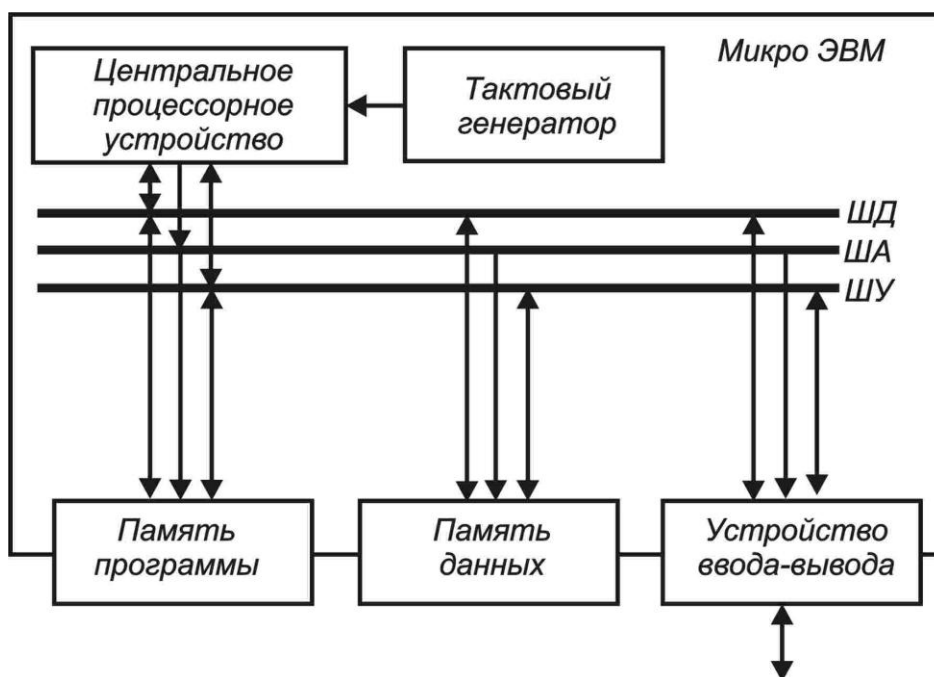


Рисунок 5.2 - Структурная схема типовой микроЭВМ

5.2 Защита силовых трансформаторов

При выполнении защит силовых трансформаторов должны быть учтены все возможные режимы работы СТ на подстанции.

5.2.1 Выбор типа защит

Для защиты силовых трансформаторов предусматриваются следующие виды РЗ.

1. Газовая защита с действием на сигнал или на отключение.

2. Продольная дифференциальная защита.

3. Максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению или токовая защита обратной последовательности;

5.2.2 Защита трансформатора на базе реле «БМРЗ»

Для защиты силовых трансформаторов подстанции выбираем шкафы защиты и автоматики трансформатора типа ШЗТ-МТ-022 производства ООО «НТЦ «Механотроника».

Шкафы предназначены для выполнения функций основной и резервной защит, автоматики двухобмоточного или трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 110-220 кВ, управления выключателем стороны ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-35 кВ.

Комплект основных защит выполнен на базе микропроцессорного блока типа БМРЗ-ТД-01.

Функции основного комплекта защит :

1. Цифровое выравнивание токов дифференциальных защит. Компенсация поворота фазы;

2. Цифровое суммирование токов плеч. При включении в зону ДЗТ ошинок сторон силового трансформатора позволяет избежать ложных срабатываний ДЗТ при внешних КЗ путем учета в расчете тормозного тока модули векторов вторичных токов всех сторон контура дифференциальной защиты;

3. Дифференциальная токовая отсечка (ДТО). ДТО предназначена для быстрого и селективного отключения короткого замыкания со значительным дифференциальным током;

4. Дифференциальная защита с торможением (ДЗТ). ДЗТ предназначена для быстрого и селективного отключения короткого замыкания с

дифференциальным током малой кратности. Обеспечивается блокирование срабатывания защиты при бросках тока намагничивания в условиях включения трансформатора на холостой ход и при внешних КЗ, сопровождающихся значительным насыщением первичных трансформаторов тока;

5. Сигнализация небаланса (НБ) в плечах дифференциальной защиты. Функция осуществляет диагностику исправности токовых цепей, действуя на вызывную сигнализацию;

6. Токовая защита нулевой последовательности с торможением (ТЗНПТ). Функция обеспечивает защиту от коротких замыканий на землю одной фазы вблизи зоны заземления нейтрали обмоток трансформатора при условии заземления нейтрали трансформатора и измерения тока нейтрали;

7. Блокировка ДЗТ и ТЗНПТ при бросках тока намагничивания. Блок обеспечивает эффективное блокирование срабатывания ДЗТ, ТЗНПТ при бросках тока намагничивания в условиях включения трансформатора на холостой ход и при внешних КЗ, сопровождающихся значительным насыщением первичных ТТ. Информационный признак блокирования (ИПБ) рассчитывается как отношение действующего значения второй гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока и тока нейтрали соответственно;

8. Газовая защита трансформатора (ГЗ) и устройства РПН (ГЗ РПН). Обеспечивается прием сигналов срабатывания двух ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗ) с действием на сигнал и отключение соответственно, а также сигнала срабатывания газовой защиты устройства РПН (ГЗ РПН) с действием на отключение. Обеспечивается перевод действия второй ступени газовой защиты трансформатора на сигнал. Обеспечена возможность организации питания цепей газовой защиты от отдельного автоматического выключателя. Также обеспечивается контроль питания цепей Газовой защиты.

9. Технологические защиты трансформатора. Обеспечивается прием сигналов срабатывания датчиков неисправности системы охлаждения, перегрева (на сигнал и отключение), минимального и максимального уровня

масла, минимального уровня масла в баке РПН, блокировки РПН по температуре, предохранительного клапана. Обеспечивается возможность организации питания цепей технологических защит от отдельного автоматического выключателя. Обеспечивается возможность действия технологических защит через другой комплект в полном объеме. Также обеспечивается контроль питания цепей технологических защит;

10. Прием и исполнение сигналов внешних защит. Обеспечивается исполнение сигналов от внешних защит и УРОВ с действием на отключение выключателей соответствующих зон защиты.

11. Пуск охлаждения. Обеспечивается формирование сигнала «Пуск охлаждения»

12. Управление программами уставок. Обеспечивается ввод и хранение двух программ уставок.

13. Контроль фазировки токовых цепей. Обеспечивается контроль правильности фазировки подключения токовых цепей, а также контроль соответствия уставок часовых групп силового трансформатора.

5.3 Защита отходящих линий 10 кВ

Линии электропередачи напряжением 10 кВ относятся к сетям с изолированной нейтралью, поэтому средства РЗ должны реагировать на трехфазные, двухфазные, и двойные замыкания на землю. Защита от замыканий на землю может действовать только на сигнал. Достаточно иметь защиты установленные в фазах А и С.

Для защиты отходящих линий 10 кВ выбираем блоки БМРЗ-100 производства ООО «НТЦ «Мехатроника».

Блоки БМРЗ-100 обеспечивают необходимый состав функций защит и автоматики для сетей 6(10)-35 кВ в соответствии с требованиями действующей редакции Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Функции защиты:

- ТО - токовая отсечка;
- МТЗ - максимальная токовая защита;
- УМТЗ - ускорение МТЗ;
- ЛЗШ - логическая защита шин;
- ДгЗ - дуговая защита;
- ОЗЗ - защита от однофазных замыканий на землю;
- ЗОФ - защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки;
- ЗМН - защита минимального напряжения;
- ЗПН - защита от повышения напряжения;
- ЗПП - защита от потери питания;
- ВМБ - вольтметровая блокировка.

Блок снабжен функциями для определения места повреждения:

- Встроенная функция ОМП в каждом блоке защиты линии (возможность задания до 8 неоднородных участков линии, алгоритм компенсации влияния переходного сопротивления, отображение результата работы функции ОМП на дисплее блока, передача информации о результате в АСУ и АРМ-релейщика);
- Функция ОМП в программе для анализа осциллограмм FastView (возможность задания схемы замещения сети с неограниченным количеством неоднородных участков) ;
- Функция ОМП в программном комплексе WebSCADA-МТ системы АСУ, обеспечивающая автоматическую выгрузку осциллограммы аварийного режима из блока и расчет расстояния до места повреждения.

6 Расчет защитного заземления ГПП

Характеристикой электробезопасности является предельно допустимое значение напряжения прикосновения, которое должно быть обеспечено при всех условиях эксплуатации объекта [16 - 19].

Рабочее заземление должно обеспечивать при эксплуатации следующие функции электроустановок:

- правильную работу релейной защиты от замыканий на землю; правильную работу защит от перенапряжений; передачу в грунт молниевых разрядов; передачу несимметричных рабочих токов; защиту изоляции цепей и оборудования низкого напряжения; снижение влияний электромагнитного поля на вторичные цепи; обеспечивать защиту расположенного под землей оборудования и различных коммуникаций от перегрузок по току;

- выравнивание разности потенциалов и обеспечивать защиту от статического электричества;

- взрыво- и пожаробезопасность.

При времени отключения тока КЗ $\tau = 0.05$ с наибольшее допустимое напряжение прикосновения составляет $U_{np.\dot{d}on} = 500$ В.

Найдем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{d}on}}{K_{II}}, \quad (6.1)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.25} = 2000 \text{ В},$$

где коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (6.2)$$

$$\kappa_{II} = \frac{0.5 \cdot 0.94}{\left(\frac{5 \cdot 242}{10 \cdot \sqrt{864}} \right)^{0.45}} = 0.25,$$

коэффициент, зависящий от сопротивления тела человека:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1.5 \rho_{\text{в.с}}}, \quad (6.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.94.$$

Найденное значение напряжения на заземлителе находится в пределах допустимого значения 10 кВ.

Сопротивление ЗУ должно соответствовать неравенству:

$$R_3 < R_{3,\text{дон}}. \quad (6.4)$$

Найдем число ячеек по стороне расчетной модели заземлителя:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (6.5)$$

$$m = \frac{242}{2 \cdot \sqrt{864}} - 1 \approx 3.$$

Найдем длину полос в расчетной модели:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (6.6)$$

$$L_2' = 2\sqrt{864} \cdot (3+1) = 235.2 \text{ м.}$$

Найдем длину сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (6.7)$$

$$b = \frac{\sqrt{3710}}{4} = 15.2 \text{ м.}$$

Найдем количество вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g}, \quad (6.8)$$

$$n_g = \frac{\sqrt{864} \cdot 4}{1 \cdot 5} \approx 24.$$

Найдем суммарную длину вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g, \quad (6.9)$$

$$L_g = 5 \cdot 24 = 120 \text{ м.}$$

Найдем относительную глубину погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (6.10)$$

$$\frac{5 + 0.7}{\sqrt{864}} = 0.194.$$

Найдем суммарное сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_z + L_g}, \quad (6.11)$$

$$R_3 = 0.281 \cdot \frac{40}{\sqrt{864}} + \frac{40}{242 + 120} = 0.49 \text{ Ом,}$$

где

$$A = \left(0.444 - 0.84 \frac{l_{\epsilon} + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (6.12)$$

$$A = 0.444 - 0.84 \cdot 0.194 = 0.281;$$

Суммарное сопротивление сложного заземлителя $R_{\Sigma} = 0.49$ Ом меньше допустимого сопротивления $R_{\Sigma, \text{доп}} = 0.5$ Ом.

7 Экономическая эффективность проекта

7.1 Замена силовых трансформаторов на ГПП

Планируется произвести замену трансформаторов ТРДН-40000/110/10/10 ГПП-3 на трансформаторы ТРДН-63000/110/10/10.

Предполагаемый период реализации предложенного мероприятия с 2017 по 2021 г.

Планируемый объем привлеченных инвестиций составляет 38736 тыс. руб.

Рост нагрузок потребителей в год составляет в среднем $P_{год} = S \cdot \cos\varphi = 1,35 \cdot 0,92 = 1,242$ МВт, что в годовом выражении приводит к увеличению продажи электроэнергии потребителям на $W_{год} = 1,242 \cdot 5600 = 6955$ тыс. кВт·ч.

Средний тариф на электроэнергию для потребителей в 2017г. - 2,57 руб. за 1 кВт·ч.

Единый тариф на услуги по передачи электрической энергии по сетям Самарской области в 2017 году (приказ №233 министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области) - 0,69674 руб/кВт·ч.

В таблице 7.1 приведены результаты расчета экономической эффективности замены силовых трансформаторов.

7.2 Модернизация релейной защиты на ГПП

Замена существующих устаревших устройств релейной защиты на современные микропроцессорные устройства.

Предполагаемый период реализации предложенного мероприятия с 2017 по 2019 г.

Планируемый объем привлеченных инвестиций составляет 6755 тыс. руб.

В таблице 7.2 приведены результаты расчета экономической эффективности замены устройств релейной защиты.

Таблица 7.4 - Экономические показатели реализации мероприятия

W, тыс. кВт · ч		6955	13910	20865	27820	34775
тыс. руб.						
№	Экономический показатель	Год				
		2017	2018	2019	2020	2021
1.	Операц. деятельность					
1.1.	Годовая выручка	4846	9692	14537	19383	24229
1.2.	Годовые производственные затраты	855	1710	2565	3421	4276
1.3.	Годовая валовая прибыль	3991	7981	11972	15963	19953
1.4.	Налог на прибыль	798	1596	2394	3193	3991
1.5.	Чистая прибыль по итогам года	3193	6385	9578	12770	15963
2.	Капиталовложения	32280	0	0	0	0
3.	Сальдо суммарного потока	-29087	6385	9578	12770	15963
4.	Сальдо накопленного потока	-29087	-22702	-13125	-355	15608

Продолжение таблицы 7.4

5.	Нормативный коэффициент дисконтирования	1,00	0,91	0,83	0,75	0,68
6.	Дисконтированное сальдо суммарного потока	-29087	5810	7949	9578	10855
7.	Чистый доход за период реализации мероприятия	15608				
8.	Чистый дисконтированный доход за период реализации мероприятия	5105				
9.	Срок окупаемости проекта	4				

Таблица 7.2 - Экономические показатели замены устройств релейной защиты

W, тыс. кВт · ч		6955	13910	20865
№	Показатель	Год		
		2017	2018	2019
1.	Операц. деятельность			
1.1.	Годовая выручка	4846	9692	14537
1.2.	Годовые производственные затраты	855	1710	2565
1.3.	Годовая валовая прибыль	3991	7981	11972
1.4.	Налог на прибыль	798	1596	2394
1.5.	Чистая прибыль по итогам года	3193	6385	9578
2.	Капиталовложения	5629	0	0
3.	Сальдо суммарного потока	-2436	6385	9578
4.	Сальдо накопленного потока	-2436	3949	13526
5.	Нормативный коэффициент дисконтирования	1.00	0.91	0.83
6.	Дисконтированное сальдо суммарного потока	-2436	5810	7949
7.	Чистый доход за период реализации мероприятия	13526		
8.	Чистый дисконтированный доход за период реализации мероприятия	11323		
9.	Срок окупаемости проекта	1,4		

Капитальные затраты на замену силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции на более мощные окупятся приблизительно через 4 года, при этом ЧДД составит 5,1 млн. руб.; капитальные затраты на замену устаревших устройств РЗ на современные окупятся приблизительно через 1,4 года, а ЧДД за время реализации проекта составит 11,3 млн. руб.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработаны мероприятия по реконструкции ГПП-3 Автозаводского района г. Тольятти, принадлежащей АО «ССК».

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей электроэнергии, получающих питание от ГПП-3 был произведен выбор числа и номинальной мощности силовых трансформаторов. По результатам технико-экономического сравнения двух вариантов был выбран вариант с двумя силовыми трансформаторами ТРДН - 63000/110/10 для замены установленных в настоящее время силовых трансформаторов ТРДН - 40000/110/10.

Произведен расчет токов короткого замыкания и выбрано новое оборудование для установки на ГПП: высоковольтные выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 УХЛ1 и ВВ/TEL-10-25/2000; разъединители типа РГП-СЭЩ-110/1250; трансформаторы тока встроенные ТВТ110-I-600/5 и опорные ТОЛ-СЭЩ-10-2000/5; ограничители перенапряжений ОПН-110 УХЛ1; трансформаторы напряжения НАМИТ-10.

Для модернизации устаревшей релейной защиты на ГПП-3 были предложены к установке блоки защит БМРЗ. Выполнен расчет заземления на ГПП-3.

Было установлено, что капитальные затраты на замену силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции на более мощные окупятся приблизительно через 4 года, при этом ЧДД составит 5,1 млн. руб.; капитальные затраты на замену устаревших устройств РЗ на современные окупятся приблизительно через 1,4 года, а ЧДД за время реализации проекта составит 11,3 млн. руб.

Список использованных источников

1 Сивков, А.А. Основы электроснабжения. Учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.

2 Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995.

3 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание. М.: ДЕАН, 2014.

4 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие / Г.Н. Ополева – Москва: Инфра-М, 2017.

5 Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению: учеб. пособие / М.А. Юндин, А.М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург: Лань, 2014.

6 Электроснабжение: методические указания к курсовой работе для студентов очной и очно-заочной форм обучения / сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2013.

7 Электроэнергетика. Учебное пособие / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Форум, 2013.

8 Шлейников, В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учеб. пособие / В.Б. Шлейников, Т.В. Сазонова. - Оренбург : ОГУ, 2014.

9 Шукуров, И.С. Инженерные сети: учебник / И.С. Шукуров, И.Г. Дьяков, К.И. Микири. - Москва : МГСУ : ЭБС АСВ, 2016.

10 Ковалев, И.Н. Электроэнергетические системы и сети: учебник / И. Н. Ковалев. - Москва : Учеб.-метод. центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015.

11 Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.

12 Ушаков, В.Я. Современные проблемы электроэнергетики: учеб. пособие / В.Я. Ушаков ; Томский политехнический университет. - Томск : ТПУ, 2014.

13 Электроснабжение: выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т.В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.

14 Борисов, Р. К. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник / Р. К. Борисов, А. В. Горшков, Ю. В. Жарков - Москва: МЭИ, 2013.

15 Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

16 Yip, H. T. Dynamic thermal rating and active control for improved distribution network utilisation / H. T. Yip // Developments in Power System Protection (DPSP 2015). Managing the Change, 10th IET International Conference on, Manchester, 2015, pp. 1-5.

17 Funnell, I. R. Aspects of thermal monitoring of substation equipment / I. R. Funnell // Developments Towards Complete Monitoring and In-Service Testing of Transmission and Distribution Plant, IEE Colloquium on, Chester, 2012, pp. 2/1-2/2.

18 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промыш. предприятий / Э.А. Киреева - М.: КноРус, 2013.

19 Short, T. Electric power distribution handbook / T. Short. – Florida: CRC Press LLC, 2014.

20 Meier, A. von. Electric power systems: a conceptual introduction / A. von Meier. – New Jersey: John Wiley & Sons, 2016.

21 Hase, Y. Handbook of Power System Engineering / Y. Hase. – England: John Wiley & Sons, 2015.