

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Электроснабжение поселка Дружба Калининградской области

Студент	<u>Г.Т. Робакидзе</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Руководитель	<u>Д.А. Кретов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Консультанты	<u>А.В. Кириллова</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) _____ (личная подпись)
« _____ » _____ 20 _____ г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Тема данной выпускной работы бакалавра является электроснабжение посёлка «Дружба» Калининградской области.

Имея исходные данные: план посёлка и его географическое местоположение, сведения об источнике питания, а так же потребителях энергии, был выполнен расчёт электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов и ГПП, произведён выбор схемы распределительной сети и его расчёт. Рассчитаны токи короткого замыкания, так же выбрано основное оборудование на ТП и ГПП. Был рассмотрен вопрос о безопасности и экологичности электроснабжения посёлка «Дружба», выполнен расчёт заземления и молниезащиты ГПП.

Выпускная работа бакалавра выполнена в объеме 63 страницы, содержит 4 таблицы и 2 рисунка, графическая часть на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation work is The power supply design of the village Druzhba, Kaliningrad region.

The aim of the work is to design a technically advanced and energy efficient system of power supply and electric lighting of the village. The key issue of the graduation project is the development of a power supply system for Druzhba.

We start with the statement of the problem and then logically pass over to its possible solutions. We gave full coverage to the choice of the optimal voltage for the village distribution network. Then the load of the village was calculated. The number and power of transformers of the main stepdown substation as well as technical and economic calculation of transformers were determined. Next we elucidated the choice of the scheme for the village distribution network. We performed the calculation of short circuit currents and the selection and testing of electrical apparatus (disconnectors, switches, earthing, current transformer, voltage transformer, surge suppressor, fuses, flexible busbars and insulators).

Finally, we presented the calculation of own needs at the main stepdown substation as well as the installation of lightning protection.

The graduation work consists of an explanatory note on 63 pages, including 2 figures, 4 tables, the list of references including 6 foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Расчет нагрузок поселка	6
2 Выбор оптимального напряжения распределительной сети поселка	13
3 Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции	14
3.1 Выбор трансформаторов с учетом категории потребителей и приближенный расчет номинальной мощности	14
3.2 Техничко-экономический расчёт выбора трансформаторов	15
4 Выбор схемы распределительной сети поселка.....	30
5 Расчёт параметров распределительной сети посёлка.....	31
6 Расчёт токов короткого замыкания	36
7 Выбор и проверка электрических аппаратов	45
7.1 Выбор разъединителей	45
7.2 Выбор выключателей.....	46
7.3 Выбор заземлителя.....	49
7.4 Выбор трансформатора тока	50
7.5 Выбор трансформаторов напряжения.....	54
7.6 Выбор ограничителей перенапряжений	55
7.7 Выбор предохранителей	55
7.8 Выбор гибких шин	56
7.9 Выбор изоляторов	57
8 Собственные нужды ГПП	58
9 Молниезащита	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	61
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	62

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире, человек не может представить комфортную жизнь без электрической энергии. Ведь люди окружили себя этим видом энергии повсюду.

Из-за быстрого роста технологического прогресса, строятся все возможные станции, подстанции, совершенствуются старые, возводятся новые, а так же источники питания объединяют в единую энергосистему.

Россия находится не на первом месте по электроснабжению в мире, поэтому находится в роли догоняющей страны, из-за этого придерживается политики сбережения ресурсов. Переход к более низкому потреблению энергоресурсов, обеспечивается путём модернизирования старого оборудования, заменой старого, сокращением различного рода потерь в электроэнергетике, а так же повышением качества производства.

Одним из важнейших критериев для развития энергетики в стране, является электроснабжение населенных пунктов: больших и малых городов, а так же деревень и посёлков.

Грамотный расчёт нагрузок подстанции, поможет определить подходящие величины электрических сетей, которые позволят осуществлять перспективное развитие, при этом, не допуская расхода проводникового материала, выбора трансформатора, работающего с недогрузкой или перегрузкой в нормальном режиме.

Целью работы является: расчёт электрических нагрузок, выбор напряжения распределительной сети, технико-экономический расчет мощности силовых трансформаторов на главной понизительной подстанции, выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей, на примере посёлка Дружба.

1 Расчет нагрузок поселка

«По методике, изложенной в СП 31-110-2003 нагрузки для питающих линий квартир $P_{кв}$, кВт, определяем» [1]

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n$$

«Значение расчетной электрической нагрузки двух жилых девятиэтажных домов на 135 и 180 квартиры с электрическими плитами определяем» [1]

$$P_{кв135} = 1,11 \cdot 135 = 150 \text{ кВт},$$

$$P_{кв180} = 1,11 \cdot 180 = 200 \text{ кВт}.$$

«Значение реактивной мощности определяем» [1]

$$Q = P_{кв} \cdot tg\varphi,$$

$$Q_{135} = 150 \cdot 0,2 = 30 \text{ кВар},$$

$$Q_{180} = 200 \cdot 0,2 = 40 \text{ кВар}.$$

В каждом доме располагается по 5 лифтов. Мощность лифтовых установок $P_{рл}$, кВт, вычисляем по формуле:

$$P_{рл} = K_c \cdot P_{ni} \cdot n_l$$

$$P_{рл135} = 0,7 \cdot 15,7 \cdot 5 = 55 \text{ кВт},$$

$$P_{рл180} = 0,7 \cdot 15,7 \cdot 5 = 55 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность лифтовых установок при $tg\varphi = 1,335$ [1, таблица 2.3.1]:

$$Q = K_c \cdot n_l \cdot P_{ni} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

$$Q_{135} = 0,7 \cdot 5 \cdot 15,7 \cdot 1,335 = 73 \text{ кВАр},$$

$$Q_{180} = 0,7 \cdot 5 \cdot 15,7 \cdot 1,335 = 73 \text{ кВАр}.$$

Коэффициент одновременности K_o для лифтов и коэффициент участия в максимуме $K_{y.m.}$ жилых домов находим их [1, таблица 4.1.2]

$$K_o = 0,7; K_{y.m.} = 0,9$$

«Активную нагрузку на шинах силовых трансформаторов вычисляем по формуле» [1]:

$$P_p = P_{кв} \cdot K_o \cdot K_{y.m.},$$

$$P_{p135} = 55 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 34,7 \text{ кВт},$$

$$P_{p180} = 55 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 34,7 \text{ кВт}.$$

«Реактивную нагрузку на шинах силовых трансформаторов вычисляем по формуле» [1]

$$Q_p = Q \cdot K_o \cdot K_{y.m.},$$

$$Q_{p135} = 73 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 46 \text{ кВАр},$$

$$Q_{p180} = 73 \cdot 0,7 \cdot 0,9 = 46 \text{ кВАр}.$$

Аналогично распределяем и подсчитываем нагрузки по ТП-61 и ТП-62 остальных жилых и общественных зданий.

Результаты сводим в таблицу 1.1. Результаты выбора мощности силовых трансформаторных подстанций для поселка Дружба сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.1 - Расчет силовых нагрузок

№ п/ п	Наименование	Адрес	Жилые дома						
			Количество присоединенных		Нагрузка одной квартиры	Силовая нагрузка		Коэффициент одновременности	
			транс- фор- матор 1	транс- фор- матор 2		ак- тив- ная,	реак- тив- ная,	транс- фор- матор 1	транс- фор- матор 2
1	жилые дома	Комсомольская 3	60		1,3				
		Комсомольская 1		60	1,3				
		Школьная 1		60	1,3				
		Комсомольская 6		60	1,3				
		Комсомольская 7	90		1,2				
2	лифты в жилых домах	Комсомольская 7				34,7	44,3	0,8	
3	средняя школа №76	Школьная 7							
4	продуктовый магазин	Школьная 6							
5	промтоварный магазин	Почтовая 2							

Продолжение таблицы 1.1

6	КБО	Почтовая 5							
7	освещение школьной площадки								
8	уличное освещение								
9	итого на шинах 380В								
10	жилые дома	Ком-кая 3		135	1,11				
		Школьная 1	180		1,1				
		Ком-кая 1		135	1,11				
		Ком-кая 6	180		1,1				
		Ком-кая 7		135	1,11				
11	лифты в жилых домах	Ком-кая 3				55	73	0,7	
		Школьная 1				55	73		0,7
		Ком-кая 1				55	73	0,7	
		Ком-кая 6				55	73		0,7
		Ком-кая 7				55	73	0,7	
12	ЦТП								
13	итого на шинах 380В								

Продолжение таблицы 1.1

№ п/п	Общественные здания				Нагрузка на шинах по трансформаторам				Выбранная мощность ТП, кВА	Коэффициент загрузки трансформаторов, %	
	Нагрузка освещения	Силовая нагрузка		Коэффициент участия в максимуме	Трансформатор 1		Трансформатор 2			Трансформатор 1	Трансформатор 2
		активная, кВт	реактивная, кВАр		активная, кВт	реактивная, кВАр	активная, кВт	Реактивная, кВАр			
1					78	15,6					
							78	15,6			
							78	15,6			
							78	15,6			
						108	21,6				
2				0,9	23,8	31,7					
3		70,5	36,1	0,6	43	21,96					
		74,5	46,2	0,6			44,7	27,72			
4		25	15,5	0,8	20	12,4					
5		25	15,5	0,8			20	12,4			

Продолжение таблицы 1.1

		53,5	25,9	0,7	35,16	18,1					
--	--	------	------	-----	-------	------	--	--	--	--	--

6		50	22,8	0,7			35,16	16			
7					36	17,4					
8							8,4	5,2			
9					389,3	130,94	411,9	166,02	ТП – 61 2x630	65	70
					S = 410,73 кВА		S = 444 кВА				
10							120	23			
					138,4	26,6					
							120	23			
					138,4	26,6					
11				0,9	27,7	31,9					
				0,9			27,7	31,9			
				0,9	27,7	31,9					
				0,9			27,7	31,9			
				0,9	27,7	31,9					
12		33	16	0,7			23,1	11,2			
		31,9	15,4	0,7	22,3	10,8					
13					382	150,1	430,1	132,9	ТП – 62 2x630	65,1	71,4
					S = 410,43 кВА		S = 450,24 кВА				

Таблица 1.2 - Результаты выбора силовых трансформаторов на ТП

№ п/п	№ ТП	Кол-во установленных на одной ТП СТ, шт	Мощность одного СТ, кВА
1	ТП - 14	1	400
2	ТП - 34	1	400
3	ТП - 43	1	250
4	ТП - 32	2	400
5	ТП - 35	2	250
6	ТП - 36	1	630
7	ТП - 40	1	160
8	ТП - 60	2	400
9	ТП - 59	1	400
10	ТП - 58	1	250
11	ТП - 50	1	250
12	ТП - 48	1	100
13	ТП - 30	1	160
14	ТП - 37	2	250
15	ТП - 41	1	160
16	ТП - 30	2	400
17	ТП - 31	2	400
18	ТП - 38	2	160
19	ТП - 61	2	630
20	ТП - 62	2	630
21	ТП - 63	1	400
22	ТП - 53	2	160
23	ТП - 39	2	250
24	ТП - 54	1	250
25	ТП - 55	1	160

2 Выбор оптимального напряжения распределительной сети поселка

В настоящее время в большинстве городов предпочтительной является напряжение 220/110-10 кВ, а для крупных городов 330/110/10 или 550/220-110/10 кВ. В деревнях и посёлках, как правило, стоит напряжение сети 35 кВ, что является не практично. «Так как растёт количество техники, и нагрузка на сеть только увеличивается, следует переходить от напряжения сети 35 кВ на повышенное 110 кВ. Напряжение 35 кВ должно сохраняться только при наличии технико-экономических обоснований. Выбор напряжения внешнего электроснабжения определяется обычно техническими ограничениями, но главным фактором, определяющим экономичность варианта, является наличие желаемого уровня напряжения в энергосистеме (районная подстанция, электростанция и т.д.). В настоящее время имеется две системы напряжений высоковольтных сетей: 110-220-500 кВ и 150-330-750 кВ» [2]. Так как, нагрузочные токи обратно пропорциональны напряжению, следовательно, увеличение напряжение приведёт к уменьшению токов, а так же потерям мощности и энергии в токоведущих частях. Но не стоит забывать, что выбор тока ограничен номинальным напряжением техники, а так же параметрами энергетической сети, которая питает населённый пункт. Принятым напряжение распределительной сети является 10 кВ, ранее было 6 кВ, но это уже устаревший вариант, перспективным же является напряжение 20 кВ. Для распределительной сети посёлка, принимаем напряжение $U = 10$ кВ.

3 Определение числа и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции

3.1 Выбор трансформаторов с учетом категории потребителей и приближенный расчет номинальной мощности

«В следствии того, что присутствуют потребители I категории выбираются два трансформатора. $S_{\text{НОМ Т}}$ определяется с учетом 40% перегрузки в нормальном режиме и с учетом коэффициента участия потребителей первой категории» [8].

$$S_{\text{НОМ Т}} = \frac{S_{\text{max.ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n - 1)},$$
$$S_{\text{НОМ Т}} = \frac{27 \cdot 0,8}{1,4 \cdot 1} = 15,4 \text{ МВА.}$$

где $S_{\text{max.ПС}}$ - суммарная нагрузка подстанции, которая складывается из нагрузки поселка Дружба (10500 кВА) и нагрузки сторонних потребителей (16500 кВА).

После к полученному значению в ходе расчёта $S_{\text{НОМ Т}}$, по шкале мощности трансформаторов из справочника выбираем два ближайших по мощности трансформатора из условия

$$S_{\text{НОМ Т1}} > S_{\text{НОМ Т2}} > S_{\text{НОМ Т}},$$
$$25\text{МВА} > 16\text{МВА} > 15,4\text{МВА.}$$

Выбираем по справочнику трансформаторы марок:

ТДТН - 16000/110/35/10

ТДТН - 25000/110/35/10

3.2 Техничко-экономический расчёт выбора трансформаторов

3.2.1 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов
ТДТН -16000/110/35/10

Технические данные силового трансформатора ТДТН -
16000/110/35/10:

$$\Delta P_{XX} = 100 \text{ кВт};$$

$$I_{XX\%} = 0,8\%;$$

$$\Delta P_{K3} = 100 \text{ кВт};$$

$$U_{KBH-CH} = 10,5\%,$$

$$U_{KBH-НН} = 17,5\%,$$

$$U_{KCH-НН} = 6,5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{\text{ном Т}},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,8}{100} \cdot 16000 = 127 \text{ квар.}$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx};$$

$$P'_{xx} = 21 + 0,05 \cdot 128 = 27,4 \text{ кВт.}$$

Определим напряжение КЗ обмоток трёхфазного трансформатора:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot U_{KBH-CH} + U_{KBH-НН} - U_{KCH-НН} ,$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot 10,5 + 17,5 - 6,5 = 10,75\%,$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot U_{KBH-CH} + U_{KCH-НН} - U_{KBH-НН} ,$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0\%,$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot U_{кВН-нн} + U_{кСН-нн} - U_{кВН-СН} ,$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$

Определим потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_{к.ВН} = \frac{U_{к.ВН}}{100} \cdot S_{НОМ.Т},$$

$$Q_{к.ВН} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}}{100} \cdot S_{НОМ.Т},$$

$$Q_{к.С} = \frac{0}{100} \cdot 16000 = 0 \text{ кВар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{НОМ.Т},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 16000 = 1080 \text{ кВар}.$$

Определим приведённые потери активной мощности в режим КЗ трансформатора:

$$\Delta P_{кВ} = \Delta P_{кС} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot P_{к},$$

$$\Delta P_{кВ} = \Delta P_{кС} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.ВН} = P_{к.ВН} + K_{un} \cdot Q_{к.ВН};$$

$$P'_{к.ВН} = 50 + 0,05 \cdot 1720 = 136 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.СН} = P_{к.СН} + K_{un} \cdot Q_{к.СН};$$

$$P'_{к.СН} = 50 + 0,05 \cdot 0 = 50 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.нн} = P_{к.нн} + K_{un} \cdot Q_{к.ВН};$$

$$P'_{к.нн} = 50 + 0,05 \cdot 1080 = 104 \text{ кВт};$$

$$P'_к = P'_{к.ВН} + P'_{к.СН} + P'_{к.нн};$$

$$P'_k = 136 + 50 + 104 = 290 \text{ кВт.}$$

«Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определяется по формуле» [8]:

$$K_{зв} = \frac{S_{ВНi}}{S_{НОМ.Т}}$$
$$K_{зв} = \frac{13500}{16000} = 0,844.$$

«Коэффициент загрузки обмотки среднего напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определяется по формуле» [8]:

$$K_{зв} = \frac{S_{СНi}}{S_{НОМ.Т}}$$
$$K_{зв} = \frac{6250}{16000} = 0,391.$$

«Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определяется по формуле» [8]:

$$K_{зв} = \frac{S_{ННi}}{S_{НОМ.Т}}$$
$$K_{зв} = \frac{7250}{16000} = 0,453.$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_m = P'_x + K_{загр.в}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{загр.сн}^2 \cdot P'_{к.сн} + K_{загр.нн}^2 \cdot P'_{к.нн};$$
$$P'_m = 27,4 + 0,844^2 \cdot 136 + 0,391^2 \cdot 50 + 0,453^2 \cdot 104 = 153,2 \text{ кВт.}$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i -ой ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P_x' \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме холостого хода найдём по формуле:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx.i};$$

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i -ой ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.сн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.нн} \cdot K_{зн}^2 \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдём по формуле:

$$\Delta W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i};$$

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \Delta \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кci} + \sum \Delta W_{кни}.$$

«Определим экономическую нагрузку ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП» [8]:

$$S_{э.nc} = S_{ном.м} \cdot \overline{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}};$$

$$S_{э.пс} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{27,4}{290}} = 6,955 \text{ МВА.}$$

Результаты расчётов потерь электрической энергии сведём в таблицу
3.1.

Таблица 3.1 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН – 16000/110/35/10

<i>N</i>	<i>S_{вн1}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{сн1}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн1}</i> , <i>MBA</i>	<i>n₁</i> , <i>шт</i>	<i>T₁</i> , <i>ч</i>	<i>W_{х1}</i> , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{зв1}</i>	<i>K_{зс1}</i>	<i>K_{зн1}</i>	<i>W_{к.в1}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.с}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.н}</i> <i>кВт·ч</i>
1	13,5	6,264	7,236	2	213	11670	0,844	0,392	0,452	10000	816	2300
2	13,199	6,124	7,075	2	426	23340	0,825	0,383	0,442	20000	1600	4300
3	12,871	5,972	6,899	2	319	17510	0,804	0,373	0,431	14000	1100	3100
4	11,68	5,42	6,26	2	517	28330	0,73	0,339	0,391	19000	1500	4100
5	11,238	5,214	6,024	2	213	11670	0,702	0,326	0,376	7100	566	1600
6	10,367	4,81	5,556	2	547	30000	0,648	0,301	0,347	16000	1200	3400
7	9,969	4,625	5,343	2	973	53350	0,623	0,289	0,334	26000	2000	5600
8	9,36	4,343	5,017	2	213	11670	0,585	0,271	0,314	5000	392	1100
9	8,916	4,137	4,779	2	365	20000	0,557	0,259	0,299	7700	610	1700
10	8,454	3,923	4,531	2	912	50000	0,528	0,245	0,283	17000	1400	3800
11	7,747	3,595	4,153	2	912	49980	0,484	0,225	0,26	15000	1200	3200
12	7,009	3,252	3,757	2	182	10000	0,438	0,203	0,235	2400	189	523
13	6,327	2,936	3,392	2	106	5836	0,395	0,183	0,212	1100	90	249
14	5,417	2,513	2,903	2	289	15840	0,339	0,157	0,181	2300	178	495
15	4,884	2,266	2,618	2	182	10000	0,305	0,142	0,164	1200	92	254
16	4,571	2,121	2,45	2	213	11670	0,286	0,133	0,153	1200	94	260

Продолжение таблицы 3.1

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	<i>W_{xi}</i> , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зci}</i>	<i>K_{знi}</i>	<i>W_{к.вi}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.с}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.н}</i> <i>кВт·ч</i>
17	4,295	1,993	2,302	2	152	8330	0,268	0,125	0,144	745	59	164
18	3,517	1,632	1,885	2	654	35840	0,22	0,102	0,118	2100	170	472
19	2,493	1,157	1,336	1	228	6245	0,156	0,072	0,084	753	60	165
20	2,083	0,967	1,116	1	608	16680	0,13	0,06	0,07	1400	111	308
21	1,757	0,815	0,942	1	152	4165	0,11	0,051	0,059	249	20	55
22	1,296	0,601	0,695	1	380	10410	0,081	0,038	0,043	339	27	75
Итоговые потери на ГПП:						442531				169550,7	13420,9	37252,1
						662755						

$$\Delta W_{nc} = 662755 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad \sum \Delta W_{xx} = 442531 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\sum \Delta W_{кз} = 220223,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

«Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год» [8]:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\text{эx}} T_x \Delta W_{xx} + C_{\text{эк}} t \Delta W_{кз},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 442531 + 0,918 \cdot 220223,7 = 448925,4 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты:

$$З_{\text{пр}} = E_n \cdot K + И = E_n \cdot K + И_{\text{э}} + И_{W_{nc}},$$

$$З_{\text{пр}} = 0,33 \cdot 15,1 \cdot 10^6 + 1,419 \cdot 10^6 + 0,449 \cdot 10^6 = 6,891 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

3.2.2 Вариант ГПП с установкой двух силовых трансформаторов ТДТН – 25000/110/35/10:

$$\Delta P_{XX} = 28,5 \text{ кВт};$$

$$I_{XX\%} = 0,7\%;$$

$$\Delta P_{кз} = 140 \text{ кВт};$$

$$U_{кВН-СН} = 10,5\%,$$

$$U_{кВН-НН} = 17,5\%,$$

$$U_{кСН-НН} = 6,5\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе на XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{\text{НОМ Т}},$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 = 175 \text{ квар.}$$

Определим потери активной мощности в трансформаторе на XX:

$$P'_{xx} = P_{xx} + K_{un} \cdot Q_{xx},$$

$$P'_{xx} = 28,5 + 0,05 \cdot 175 = 37,25 \text{ кВт.}$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot U_{к \text{ ВН-СН}} + U_{к \text{ ВН-НН}} - U_{к \text{ СН-НН}} ,$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot 10,5 + 17,5 - 6,5 = 10,75\%,$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot U_{к \text{ ВН-СН}} + U_{к \text{ СН-НН}} - U_{к \text{ ВН-НН}} ,$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0\%,$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot U_{к \text{ ВН-НН}} + U_{к \text{ СН-НН}} - U_{к \text{ ВН-СН}} ,$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 6,75\%.$$

Определим потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме КЗ:

$$Q_{к.ВН} = \frac{U_{к.ВН}}{100} \cdot S_{\text{НОМ Т}},$$

$$Q_{к.ВН} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2686 \text{ квар;}$$

$$Q_{к.С} = \frac{U_{к.С}}{100} \cdot S_{\text{НОМ Т}},$$

$$Q_{к.С} = \frac{0}{100} \cdot 25000 = 0 \text{ квар;}$$

$$Q_{к.Н} = \frac{U_{к.Н}}{100} \cdot S_{\text{НОМ Т}},$$

$$Q_{к.Н} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5 \text{ квар.}$$

«Определим приведённые потери активной мощности в режиме КЗ трансформатора» [8]:

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot P_{к},$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт;}$$

$$P'_{к.вн} = P_{к.вн} + K_{un} \cdot Q_{к.вн};$$

$$P'_{к.вн} = 70 + 0,05 \cdot 2687,5 = 204,4 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.сч} = P_{к.сч} + K_{un} \cdot Q_{к.сч};$$

$$P'_{к.сч} = 70 + 0,05 \cdot 0 = 70 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.нн} = P_{к.нн} + K_{un} \cdot Q_{к.нн};$$

$$P'_{к.нн} = 70 + 0,05 \cdot 1687,5 = 154,4 \text{ кВт};$$

$$P'_к = P'_{к.вн} + P'_{к.сч} + P'_{к.нн};$$

$$P'_к = 204,4 + 70 + 154,4 = 428,8 \text{ кВт}.$$

«Коэффициент загрузки обмотки высокого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определяется по формуле» [8]:

$$K_{зв} = \frac{S_{внi}}{S_{ном.т}},$$

$$K_{зв} = \frac{13500}{25000} = 0,54.$$

«Коэффициент загрузки обмотки среднего напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определяется по формуле» [8]:

$$K_{зв} = \frac{S_{счi}}{S_{ном.т}},$$

$$K_{зв} = \frac{6250}{25000} = 0,25.$$

«Коэффициент загрузки обмотки низкого напряжения трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки определяется по формуле» [8]:

$$K_{зв} = \frac{S_{ннi}}{S_{ном.т}},$$

$$K_{зв} = \frac{7250}{25000} = 0,29.$$

Определим приведённые потери мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_m = P'_x + K_{загр.в}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{загр.сн}^2 \cdot P'_{к.сн} + K_{загр.нн}^2 \cdot P'_{к.нн};$$

$$P'_m = 27,4 + 0,844^2 \cdot 136 + 0,391^2 \cdot 50 + 0,453^2 \cdot 104 = 153,2 \text{ кВт.}$$

Определим потери электрической энергии в режиме холостого хода на i -ой ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_m \cdot P'_x \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме холостого хода найдём по формуле:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx i};$$

Определим потери электрической энергии в режиме короткого замыкания на i -ой ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.сн} \cdot K_{зсн}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.нн} \cdot K_{знн}^2 \cdot T_i;$$

Суммарные потери в режиме короткого замыкания найдём по формуле:

$$W_{кз} = \sum \Delta W_{кз i};$$

Суммарные потери электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{ncA} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кci} + \sum \Delta W_{кни}.$$

«Определим экономическую нагрузку, ниже которой целесообразно отключать один из силовых трансформаторов ГПП» [8]:

$$S_{э.нс} = S_{ном.т} \cdot \overline{n_t \cdot (n_t - 1) \cdot \frac{P_x}{P_K}};$$

$$S_{э.нс} = 25000 \cdot \overline{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{37,25}{428,8}} = 10,421 \text{ МВА.}$$

Результаты расчётов потерь электрической энергии занесём в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт потерь электроэнергии в трансформаторе ТДТН – 25000/110/35/10

<i>N</i>	<i>S_{вн}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{сн}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{нн}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_и</i> , <i>шт</i>	<i>T_и</i> , <i>ч</i>	<i>W_х</i> , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{зв}</i>	<i>K_{зс}</i>	<i>K_{зн}</i>	<i>W_{к.в}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.с}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.н}</i> <i>кВт·ч</i>
1	13,5	6,264	7,236	2	213	11670	0,54	0,251	0,289	10000	816	2300
2	13,199	6,124	7,075	2	426	23340	0,528	0,245	0,283	20000	1600	4300
3	12,871	5,972	6,899	2	319	17510	0,515	0,239	0,276	14000	1100	3100
4	11,68	5,42	6,26	2	517	28330	0,467	0,217	0,25	19000	1500	4100
5	11,238	5,214	6,024	2	213	11670	0,45	0,209	0,241	7100	566	1600
6	10,367	4,81	5,556	2	547	30000	0,415	0,192	0,222	16000	1200	3400
7	9,969	4,625	5,343	2	973	53350	0,399	0,185	0,214	26000	2000	5600
8	9,36	4,343	5,017	2	213	11670	0,374	0,174	0,201	5000	392	1100
9	8,916	4,137	4,779	2	365	20000	0,357	0,165	0,191	7700	610	1700
10	8,454	3,923	4,531	2	912	50000	0,338	0,157	0,181	17000	1400	3800
11	7,747	3,595	4,153	2	912	49980	0,31	0,144	0,166	15000	1200	3200
12	7,009	3,252	3,757	2	182	10000	0,28	0,13	0,15	2400	189	523
13	6,327	2,936	3,392	2	106	5836	0,253	0,117	0,136	1100	90	249
14	5,417	2,513	2,903	2	289	15840	0,217	0,101	0,116	2300	178	495
15	4,884	2,266	2,618	2	182	5000	0,195	0,091	0,105	2300	183	508
16	4,571	2,121	2,45	2	213	5835	0,183	0,085	0,098	2400	187	519

Продолжение таблицы 3.2

<i>N</i>	<i>S_{внi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{снi}</i> , <i>MBA</i>	<i>S_{ннi}</i> , <i>MBA</i>	<i>n_i</i> , <i>шт</i>	<i>T_i</i> , <i>ч</i>	<i>W_{xi}</i> , <i>кВт·ч</i>	<i>K_{звi}</i>	<i>K_{зci}</i>	<i>K_{знi}</i>	<i>W_{к.вi}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.с}</i> <i>кВт·ч</i>	<i>W_{к.н}</i> <i>кВт·ч</i>
17	4,295	1,993	2,302	2	152	4165	0,172	0,08	0,092	1500	118	327
18	3,517	1,632	1,885	2	654	17920	0,141	0,065	0,075	4300	340	944
19	2,493	1,157	1,336	1	228	6245	0,1	0,046	0,053	753	60	165
20	2,083	0,967	1,116	1	608	16680	0,083	0,039	0,045	1400	111	308
21	1,757	0,815	0,942	1	152	4165	0,07	0,033	0,038	249	20	55
22	1,296	0,601	0,695	1	380	10410	0,052	0,024	0,028	339	27	75
Итоговые потери на ГПП:						409611				174782,7	13835	38401,5
						636630						

$$\Delta W_{nc} = 636630 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad \sum \Delta W_{xx} = 409611 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\sum \Delta W_{кз} = 227019,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость потерь электрической энергии в силовом трансформаторе за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{\text{эx}} T_x \Delta W_{xx} + C_{\text{эк}} t \Delta W_{кз},$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 409611 + 0,918 \cdot 227019,2 = 473831,6 \text{ руб.}$$

Приведённые затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{W_{nc}},$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,33 \cdot 23,6 \cdot 10^6 + 2,218 \cdot 10^6 + 0,474 \cdot 10^6 = 10,480 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Принцип выбора трансформатора заключается в том, что где приведенные затраты меньше всего, такой трансформатор и будет устанавливаться, т.е. вариант с двумя силовыми трансформаторами ТДТН – 16000/110/35/10 подходит для данной суммы затрат.

4 Выбор схемы распределительной сети поселка

«При проектировании распределительной сети города напряжением 10 кВ для питания ЭП, относящихся к 1й категории по надежности электроснабжения является: двухлучевая схема с двухсторонним питанием от независимых источников питания. На стороне низкого напряжения (НН) на подстанциях, с двумя трансформаторами, относящимся к 1й категории, должен быть предусмотрен автоматический ввод резерва (АВР). По возможности питание ЭП 1й по сети напряжением 0,38 кВ следует осуществлять от разных городских трансформаторных подстанций, подключенных независимым источникам питания. В этом случае должны быть предусмотрены резервы в пропускной способности всех элементов схемы в соответствии с величиной нагрузки ЭП 1й категории надежности электроснабжения» [13].

Во всех жилых домах этажностью более 9 этажей, а так многоквартирных домов с электроплитами, должно быть предусмотрено резервное питание по сети напряжением 0,38 кВ от других трансформаторных подстанций.

Следовательно, для электроснабжения поселка Дружба применим: двухлучевую схему электроснабжения с двухсторонним питанием от разных секций сборных шин ГПП.

5 Расчёт параметров распределительной сети посёлка

Найдём параметры распределительной сети города и произведём выбор КЛ 10 кВ:

$$I_{i \text{ расч.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}};$$

$$S_{\text{р.л.}} = S_{\text{ном.т}} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\text{ум}}.$$

Для линий от главной понизительной подстанции до трансформаторной подстанции №31:

$$I_{i \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot (400 + 630 + 630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86 \text{ А.}$$

Для линий от трансформаторной подстанции №31 до трансформаторной подстанции №61:

$$I_{i \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot (630 + 630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 70 \text{ А.}$$

Для линий от трансформаторной подстанции №61 до трансформаторной подстанции №62:

$$I_{i \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot (630 + 160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43 \text{ А.}$$

Для линий от трансформаторной подстанции №62 до трансформаторной подстанции №53:

$$I_{i \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot (160 + 250) \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 17 \text{ A.}$$

Для линий от трансформаторной подстанции №53 до трансформаторной подстанции №42:

$$I_{i \text{ расч}} = \frac{0,85 \cdot 250 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11 \text{ A.}$$

Токи в послеаварийном режиме:

$$I_{i \text{ ав.}} = \frac{S_{\text{ав.л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}};$$

$$I_{1 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (400 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 146 \text{ A};$$

$$I_{2 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 630 + 2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 129 \text{ A};$$

$$I_{3 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 630 + 2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 76 \text{ A};$$

$$I_{4 \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot (2 \cdot 160 + 250) \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 24 \text{ A};$$

$$I_{i \text{ ав.}} = \frac{0,85 \cdot 250 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11 \text{ A.}$$

Производим выбор сечения жил кабелей по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л}}}{j_{\text{эк}}}$$

Учитывая рекомендации использовать для линий напряжением 10 кВ сечение кабеля не ниже 70 мм²:

$F_{\text{э1}} = 86/1,4 = 61\text{мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171\text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.

$F_{\text{э2}} = 70/1,4 = 50\text{мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171\text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.

$F_{\text{э3}} = 43/1,4 = 31\text{мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171\text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.

$F_{\text{э4}} = 17/1,4 = 12\text{мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171\text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.

$F_{\text{э5}} = 11/1,4 = 8\text{мм}^2$, $I_{\text{дл доп}} = 171\text{ А}$, выбираем кабель АПвЭКВ 3х70.

Выполним проверку выбранных кабелей по допустимому нагреву:

$$I_{i \text{ доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{доп}},$$

$$I_{i \text{ доп}} > I_{\text{расч}},$$

$$I_{1 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185\text{ А},$$

$$185\text{ А} > 86\text{ А},$$

$$I_{2 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185\text{ А},$$

$$185\text{ А} > 70\text{ А},$$

$$I_{3 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185\text{ А},$$

$$185\text{ А} > 43\text{ А},$$

$$I_{4 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185\text{ А},$$

$$185\text{ А} > 17\text{ А},$$

$$I_{5 \text{ доп}} = 1,2 \cdot 0,9 \cdot 171 = 185 \text{ A},$$

$$185 \text{ A} > 11 \text{ A}.$$

Все выбранные кабеля проходят проверку по нагреву.

Выполним проверку выбранных сечений кабелей по току в послеаварийном режиме:

$$I_{i \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot I_{i \text{ доп}},$$

$$I_{i \text{ доп.ав.}} > I_{i \text{ ав.}},$$

$$I_{1 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 146 \text{ A},$$

$$I_{2 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 129 \text{ A},$$

$$I_{3 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 76 \text{ A},$$

$$I_{4 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 24 \text{ A},$$

$$I_{5 \text{ доп.ав.}} = 1,3 \cdot 171 = 241 \text{ A},$$

$$241 \text{ A} > 11 \text{ A}.$$

Все выбранные кабеля проходят проверку по нагреву в послеаварийном режиме.

Выполним проверку выбранного сечения жил кабельных линий по потерям напряжения для линий с наибольшей длиной.

Потери напряжения определим по формуле:

$$\Delta U = I_{\text{ав}} \cdot r \cdot \cos\varphi,$$

$$\Delta U_{\text{л1}} = 146 \cdot 0,443 \cdot 2,58 \cdot 0,95 = 159 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л2} = 159 + 129 \cdot 0,443 \cdot 0,79 \cdot 0,95 = 202 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л3} = 202 + 76 \cdot 0,443 \cdot 0,72 \cdot 0,95 = 225 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л4} = 225 + 24 \cdot 0,443 \cdot 0,65 \cdot 0,95 = 232 \text{ В};$$

$$\Delta U_{л5} = 232 + 11 \cdot 0,443 \cdot 0,76 \cdot 0,95 = 235 \text{ В}.$$

Таким образом, максимальные потери напряжения в кабельной линии максимальной протяженности не превышают 2,3%, т.е. выбранные кабельные линии проходят проверку по потерям напряжения.

6 Расчёт токов короткого замыкания

Для нахождения токов короткого замыкания (КЗ) составляем расчетную схему, приведенную на рисунке 6.1 и схему замещения, приведенную на рисунке 6.2. Для каждой из выбранных точек расчета токов короткого замыкания определяем результирующие сопротивления.

Исходные данные для расчёта токов КЗ:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

Система:

$$U_H = 110 \text{ кВ}, \quad S_{КЗ} = 3000 \text{ МВА};$$

Воздушная линия:

$$x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, l = 10 \text{ км}, U_H = 110 \text{ кВ};$$

Кабельные линии:

От ГПП до ТП-31:

$$x_0 = 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, l = 2,58 \text{ км}, U_H = 10 \text{ кВ}.$$

От ТП-32 до ТП-61:

$$x_0 = 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, l = 0,79 \text{ км}, U_H = 10 \text{ кВ}.$$

От ТП-61 до ТП-62:

$$x_0 = 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, l = 0,72 \text{ км}, U_H = 10 \text{ кВ}.$$

От ТП-62 до ТП-53:

$$x_0 = 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, l = 0,65 \text{ км}, U_H = 10 \text{ кВ.}$$

От ТП-53 до ТП-42:

$$x_0 = 0,443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, l = 0,76 \text{ км}, U_H = 10 \text{ кВ.}$$

Силовой трансформатор:

$$S_H = 16 \text{ МВА.}$$

Найдём сопротивление схемы замещения при $S_6 = 1000 \text{ МВА}$;

$$x_C = \frac{S_6}{S_{кз}}.$$

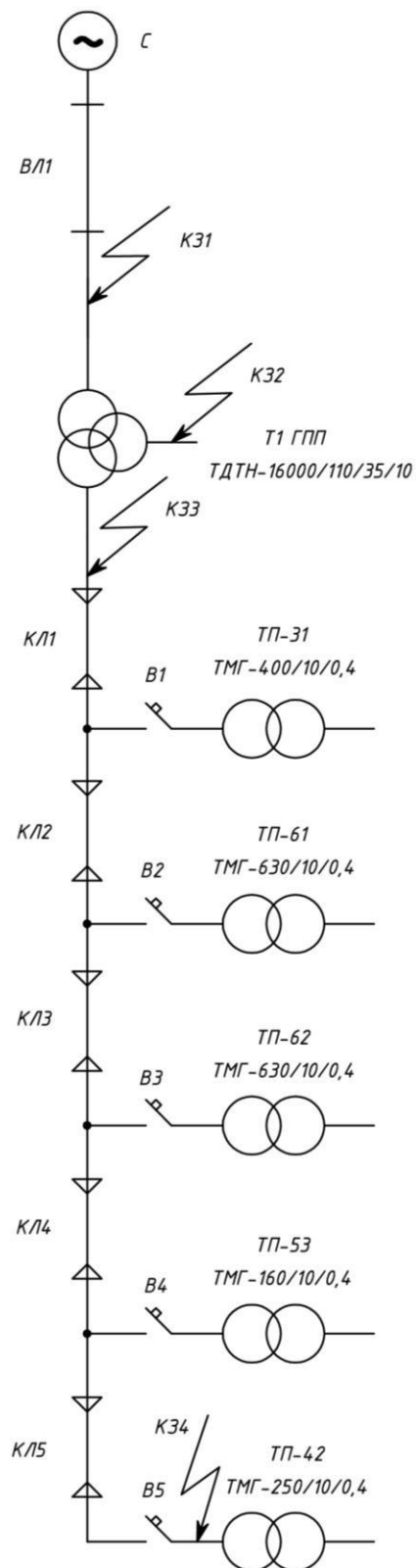


Рисунок 6.1 – Электрическая схема для расчёта токов КЗ

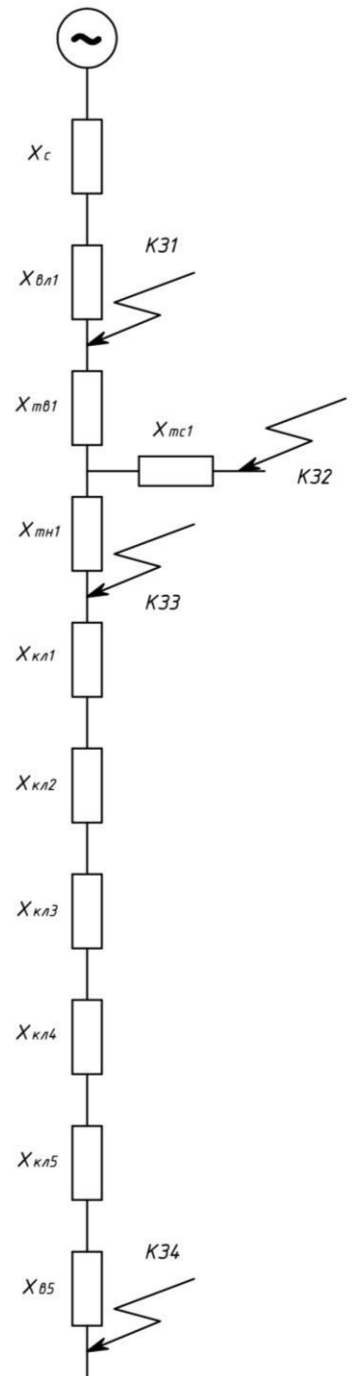


Рисунок 6.2 – Схема замещения

$$x_c = \frac{1000}{3000} = 0,333;$$

$$x_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2},$$

$$x_l = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302;$$

$$x_{TB} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}},$$

$$x_{TB} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,718;$$

$$x_{TC} = 0$$

$$x_{TH} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}},$$

$$x_{TH} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 4,531;$$

$$x_{кл} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2},$$

$$x_{кл1} = 0,443 \cdot 2,58 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 10,367,$$

$$x_{кл2} = 0,443 \cdot 0,79 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,174,$$

$$x_{кл3} = 0,443 \cdot 0,72 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,893,$$

$$x_{кл4} = 0,443 \cdot 0,65 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,611,$$

$$x_{кл5} = 0,443 \cdot 0,76 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,054.$$

Для точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_l;$$

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = 0,333 + 0,302 = 0,635.$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l;$$

$$X_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 = 1,239.$$

Ток трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}}, \text{ где } E = 1;$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{0,635} = 1,575.$$

Сверхпереходный ток:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot I_{\text{б}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{3 \cdot U_{\text{б}}};$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,575 \cdot \frac{1000}{3 \cdot 115} = 7,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{ук1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)};$$

$$i_{\text{ук1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,9 = 20,1 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{\text{ук1}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}} - 1)^2};$$

$$I_{\text{ук1}} = 7,9 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,9 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К1:

$$S_{\text{к1}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot U_{\text{н}};$$

$$S_{k1} = \sqrt{3} \cdot 7,9 \cdot 115 = 1574 \text{ МВА.}$$

Для точки К2:

$$x_{\Sigma 2} = x_c + x_l + x_{ТВ} + x_{ТС};$$

$$x_{\Sigma 2} = 0,333 + 0,302 + 6,718 + 0 = 7,353;$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_T;$$

$$x_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 6,718 + 0 = 7,957;$$

Ток трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{12,939} = 0,126.$$

Сверхпереходный ток:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} \cdot I_6 = I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6};$$

$$I_{кз}^{(3)} = 0,126 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{ук2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)};$$

$$i_{ук2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 2 = 5,43 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{ук2} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2};$$

$$I_{ук2} = 2 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 3,4 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К2:

$$S_{к2} = \sqrt{3} \cdot I_{кз}^{(3)} \cdot U_{н};$$

$$S_{к2} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 37 = 128 \text{ МВА.}$$

Для точки К3:

$$x_{\Sigma 3} = x_c + x_l + x_{ТВ} + x_{ТН};$$

$$x_{\Sigma 3} = 0,333 + 0,302 + 6,718 + 4,531 = 11,884;$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_T;$$

$$x_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 6,718 + 4,531 = 12,488.$$

Ток трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 3}};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{11,939} = 0,084.$$

Сверхпереходный ток:

$$I_{кз}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} \cdot I_6 = I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6};$$

$$I_{кз}^{(3)} = 0,084 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{укз}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)};$$
$$i_{\text{укз}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 4,6 = 11,8 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{\text{укз}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}} - 1)^2};$$
$$I_{\text{укз}} = 4,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 7,2 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки КЗ:

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot U_{\text{н}};$$
$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot 4,6 \cdot 10,5 = 79 \text{ МВА.}$$

Для точки К4:

$$x_{\Sigma 4} = x_c + x_l + x_T + x_{\text{кл1}} + x_{\text{кл2}} + x_{\text{кл3}} + x_{\text{кл4}} + x_{\text{кл5}};$$
$$x_{\Sigma 5} = 0,333 + 0,302 + 12,304 + 10,367 + 3,174 + 2,893 + 2,611 + 3,054$$
$$= 35,038;$$

$$X_{0\Sigma} = x_c + 3 \cdot x_l + x_T;$$

$$x_{0\Sigma} = 0,333 + 3 \cdot 0,302 + 12,304 + 3 \cdot 22,099 = 79,934.$$

Ток трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 4}};$$
$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{35,038} = 0,029.$$

Сверхпереходный ток:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot I_{\text{б}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}};$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 0,029 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{ук4}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)};$$

$$i_{\text{ук4}} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 1,6 = 4,3 \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{\text{ук4}} = I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд}} - 1)^2};$$

$$I_{\text{ук4}} = 1,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,92 - 1)^2} = 2,7 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ для точки К4:

$$S_{\text{к4}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot U_{\text{н}};$$

$$S_{\text{к4}} = \sqrt{3} \cdot 1,6 \cdot 10,5 = 30 \text{ МВА.}$$

7 Выбор и проверка электрических аппаратов

7.1 Выбор разъединителей

Определим рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

На стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$113 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$21,1 \text{ А} \leq 80 \text{ кА.}$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}},$$

$$7,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

К установке на подстанции принимаем разъединитель типа РЛНДЗ –2-100/1000УХЛ1.

На стороне 35 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 370 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$
$$370 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$
$$5,4 \text{ кА} \leq 60 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$
$$5,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

К установке на подстанции принимаем разъединитель типа РНДЗ –1-35/630У1.

7.2 Выбор выключателей

На стороне 110 кВ.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{раб} \leq I_{ном},$$
$$113 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}.$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{n.t} \leq I_{\text{НОМ.откл}},$$
$$11,9 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$
$$21,1 \text{ А} \leq 60 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$
$$28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1670 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем элегазовый высоковольтный выключатель типа ВЭБ–110-40/1600УХЛ.

На стороне 35 кВ.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}},$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$370 \text{ A} \leq 630 \text{ A}.$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{n.t} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

$$3,4 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$5,4 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем высоковольтный выключатель типа ВЭБТ–35-25/630УХЛ1.

На стороне 10 кВ.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$1295 \text{ A} \leq 1600 \text{ A}.$$

Условие проверки по отключающей способности:

$$I_{n.t} \leq I_{\text{ном.откл}},$$

$$7,2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$11,8 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$62,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем высоковольтный выключатель типа ВЭБ–10-20/1600УХЛ2.

7.3 Выбор заземлителя

Для заземления нейтрали силового трансформатора используется однополюсный заземлитель.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$
$$20,1 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$
$$85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 468 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбираем однополюсный заземлитель ЗОН-110М-УХЛ1.

7.4 Выбор трансформатора тока

Определим рабочий ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$
$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 113 \text{ А}.$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$113 \text{ A} \leq 200 \text{ A}.$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

$$20,1 \text{ A} \leq 22,4 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1670 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие проверки по величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

$$1,2 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом}.$$

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}.$$

Найдём полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом.}$$

По расчётному сечению провода $q = \frac{2,83}{0,96} = 3,02 \text{ мм}^2$, выбираем алюминиевые провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

$$R_2 \approx Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}},$$

$$R_2 \approx Z_2 = 0,14 + 0,96 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом.}$$

Выбираем трансформатор тока ТВ – 35- I-400/5.

Определим рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 \text{ А.}$$

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному длительному току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$1295 \text{ А} \leq 1500 \text{ А.}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с},$$

$$11,8 \text{ A} \leq 254 \text{ кА}.$$

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t,$$

$$62,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Определим сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2},$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{64,1}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}.$$

Найдём полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}},$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,96 \text{ Ом}.$$

По расчётному сечению провода $q = \frac{2,83}{0,96} = 3,02 \text{ мм}^2$, выбираем алюминиевые провода сечением $q = 4 \text{ мм}^2$.

$$R_2 \approx Z_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}},$$

$$R_2 \approx Z_2 = 0,14 + 0,96 + 0,1 = 1,2 \text{ Ом}.$$

Выбираем трансформатор тока ТПОЛ – 10- I-1500/5.

7.5 Выбор трансформаторов напряжения

На стороне 35 кВ:

К трансформатору напряжения подключаются 2 вольтметра, ваттметра, варметра, 7 счётчиков активной и реактивной энергии суммарной мощностью $S_{\text{приб}} = 35 \text{ ВА}$.

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$
$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$
$$35 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1, класс точности 0,5.

На стороне 10 кВ:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$
$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

$$35 \text{ ВА} \leq 120 \text{ ВА}.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95УХЛ2, класс точности 0,5.

7.6 Выбор ограничителей перенапряжений

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Выбираем ограничитель перенапряжений на стороне высокого напряжения (110 кВ) – ОПН-110У1; на стороне среднего (35 кВ) – ОПН-35У1; на стороне низкого (10кВ) – ОПН-10У1.

7.7 Выбор предохранителей

Предохранители ставятся, чтобы защитить измерительные ТН.:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Условие выбора по номинальному току:

$$I_n \leq I_{\text{НОМ}},$$

$$I_n = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{\sqrt{3} \cdot U_M},$$

$$I_n = \frac{0,035}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,4 \cdot 10^{-3} \text{ A},$$

$$3,4 \cdot 10^{-3} \text{ A} \leq 2 \text{ A}.$$

Выбираем предохранитель ПКТ-10-8/2-12,5 УЗ.

7.8 Выбор гибких шин

На сторону высокого напряжения (110 кВ) используем провода марки АС.

Определим сечение по экономической плотности:

$$q = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}},$$

$$q = \frac{113}{1,1} = 103 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АС – 120.

Проверяем по длительному допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{доп}},$$

$$113 \text{ A} < 400 \text{ A}.$$

Провода без изолированных покрытий и без защитных покрытий, проложенные на открытом воздухе, на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ не проверяются.

Проверяем на коронирование:

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

$$E_0 = 24,8 \cdot 1 + \frac{0,299}{r_0} = 30,83 \frac{\text{кВ}}{\text{см}},$$

$$E = 0,354 \cdot \frac{U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}},$$

$$E = 0,354 \cdot \frac{115}{1,51 \cdot \lg \frac{500}{1,51}} = 15,08 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Провод марки АС – 120 будет использоваться в качестве ошиновки на ПС, так как прошёл проверку.

7.9 Выбор изоляторов

На сторону высокого напряжения будут использоваться подвесные изоляторы, количество которых определяется от значения номинального напряжения $U = 100$ кВ.

На сторону СН выбираем опорные изоляторы ОНШ-35-20УХЛ1.

На сторону НН выбираем опорные изоляторы ОНШ-10-5УХЛ1.

8 Собственные нужды ГПП

“К наиболее ответственным потребителям подстанции относятся устройства управления, релейной защиты и автоматики, сигнализация и телемеханики. От этих устройств зависит работа основного оборудования ГПП и кратковременное прекращение их электроснабжения может привести к частичному или полному отключению подстанции. Электроприемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения основного оборудования ГПП или снижения передаваемой мощности, относят к неответственным. Для надежного электроснабжения потребителей собственных нужд ГПП предусматривается установка не менее двух трансформаторов собственных нужд (СН). Согласно схемам собственных нужд ГПП предусматривают присоединение трансформаторов СН к различным источникам питания (вводам силовых трансформаторов или секциям РУ)” [2]. ТСН, как правило, должен работать отдельно с взаимным резервированием с помощью устройства АВР на стороне низкого напряжения. На ГПП с напряжением 330 кВ и более на стороне ВН, обязательно должен быть предусмотрен резерв питания среднего напряжения от независимого источника питания. В зависимости от режимов работы с учетом коэффициентов одновременности и перегрузочной способности, непосредственно, трансформаторов, выбирается мощность трансформаторов.

“На ГПП с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к сборным шинам РУ 6-35 кВ, а при их отсутствии – к обмотке НН основных силовых трансформаторов подстанции. На ГПП с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы СН присоединяются через предохранители в промежутке между вводами низкого напряжения основного силового трансформатора и его вводным выключателем” [2].

Потребителями собственных нужд на реконструируемой подстанции являются:

- Электродвигатели охлаждения трансформаторов $P_{\text{НОМ}} = 5$ кВт.
- Подогрев шкафов КРУ $P_{\text{НОМ}} = 1$ кВт.
- Подогрев приводов $P_{\text{НОМ}} = 0,7$ кВт.
- Подогрев релейного шкафа $P_{\text{НОМ}} = 1$ кВт.
- Освещение, вентиляция ЗРУ $P_{\text{НОМ}} = 6$ кВт.
- Освещение ОРУ $P_{\text{НОМ}} = 7$ кВт.
- Отопление $P_{\text{НОМ}} = 22$ кВт.
- Эксплуатационные и ремонтные нагрузки $P_{\text{НОМ}} = 31$ кВт.
- ОПУ $P_{\text{НОМ}} = 40$ кВт.

Суммарная нагрузка собственных нужд равна $P_{\text{СН}} = 113,7$ кВт.

Коэффициент загруженности равен 0,7, следовательно, суммарная нагрузка собственных нужд равна $P_{\text{СН}} = 79,6$ кВт.

Исходя из полученных данных, на подстанцию выбираем два трансформатора собственных нужд ТМ-40/10.

Для защиты ТСН выбираем предохранители:

Условие выбора по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}},$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Условие выбора по номинальному току:

$$I_{\text{н}} \leq I_{\text{НОМ}},$$

$$2,9 \text{ А} \leq 3,2 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-10-3,2-31,5УЗ.

9 Молниезащита

“Для защиты здания ТП от прямых ударов молнии на крыше здания ТП выполняется молниезащитная сетка, которая присоединяется к заземляющему устройству двумя спусками.

Здания и сооружения ГПП защищаются молниеотводами от попаданий молний.

Расчет защиты от попаданий молний заключается в определении зоны защиты и параметров молниеотвода” [4].

Порядок расчета стержневого молниеотвода:

1. Найдём активную высоту молниеотвода, приняв его высоту равной $h = 30$ м;

2. Определим активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x;$$

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м.}$$

3. Найдём максимальную высоту защищаемого объекта $h_x = 12$ м;

4. Найдём максимальную полуширину зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x ;

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}},$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 21 \text{ м.}$$

К установке принимаем 4 молниеотвода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе спроектирована технически совершенная и энергоэффективная система электроснабжения посёлка, направленная на минимальные потери электроэнергии.

В данной квалификационной работе был произведен и выбран: расчёт нагрузки посёлка, выбор оптимального напряжения распределительной сети посёлка, определено количество и мощность трансформаторов на главной понизительной подстанции, был определён технико-экономический подсчёт трансформаторов, выбор схемы распределительной сети посёлка, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов (разъединители, выключатели, заземлитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, ограничитель перенапряжения, предохранители, гибких шин и изоляторов), рассчитаны собственные нужды на главной понизительной подстанции, а так же установка молниезащиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий [Текст]. Москва : Издательство стандартов, 2004. 52с.
2. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
4. Соколов Б.А. Монтаж электрических установок/ Б.А. Соколов, Н.Б. Соколова. - М.: Энергоатомиздат, 2012.
5. СП 53.13330–2010 Естественное и искусственное освещение. – Москва : Издательство стандартов, 2011.
6. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие Ю.Д. Сибикин Москва: Форум, 2015.
7. Коробов Г. В., Картавец В. В., Черемисинова Н. А. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие. 3-е изд., испр. и доп. СПб.: Издательство «Лань», 2014.192 с.
8. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений: учебное пособие. М.: КНОРУС, 2015.234 с.
9. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Москва: Форум, 2014.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергосервис, 2009.
11. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии [Текст]. Москва : Издательство стандартов, 2014 16 с.

12. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования. РД 153-34.0-20.527–97. М.: НЦ ЭНАС. 2002.
13. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. М.: КНОРУС, 2007. 488 с.
14. МГСН 3.01-01 Жилые здания. Электротехнические устройства, электрооборудование (с Дополнением N 1). Москва, 2001. 104 с.
15. Трансформаторные подстанции. ЭЗОИС Поволжье, Самара, 2016. 10 с.
16. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Текст]. Москва : Издательство стандартов, 2002. 5 с.
17. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.
18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергосервис, 2009. 386 с.
19. Свод правил СП52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. М., 2011.
20. ГОСТ Р 51317.4.30–2008. (МЭК 61000-4-30–2008). Методы измерения показателей качества электрической энергии. М.: Стандартформ.
21. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.
22. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
23. Шведов Г.В., Скрипачева О.В., Савченко О.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ,

нормирование и снижение: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

24. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97, 6-е изд.

25. Гвоздев С.М., Д.И. Панфилов, Т.К. Романова Энергоэффективное электрическое освещение: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

26. Yip H. T. Dynamic thermal rating and active control for improved distribution network utilization Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on, Manchester, 2010, pp. 1-5.

27. Hou W., Yang Y., Yan W., Zhang C. Solutions of Electrical Control and Management System for thermal power plant based on IEC61850, Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE), 2014 International Conference on, Bali, 2014, pp. 198-202.

28. Bauke Steenhuisen and Mark de Bruijne. Reflections on the role of energy network companies in the energy transition, 2015. 74 p.

29. Funnell I. R. Aspects of thermal monitoring of substation equipment Developments Towards Complete Monitoring and In-Service Testing of Transmission and Distribution Plant, IEE Colloquium on, Chester, 2012, pp. 201-202.

30. Huijie Li, Ilan Chabay, Ortwin Renn, Andreas Weber and Grace Mbungu. Exploring smart grids with simulations in a mobile science exhibition, 2015. 93 p.

31. Stephan Maier. Smart energy systems for smart city districts: case study Reininghaus District, 2016. 84 p.