

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

Электротехнические комплексы и системы

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия

« 8 » 08 2018 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

13.03.02.07 «Электроснабжение»

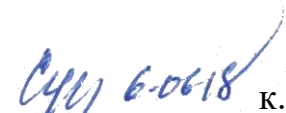
код и наименование специальности

Электроснабжение завода редкоземельных металлов

тема

Пояснительная записка

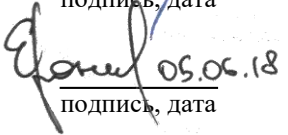
Руководитель


подпись, дата

К.Т.Н. доцент
должность, ученая степень

А.В. Суворин
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Ю.П. Еронин
инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Студенту _____ Еронину Юрию Петровичу
_____ фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ-14-05Б Направление (специальность): 13.03.02.07
номер код

«Электроснабжение»
наименование специальности

Тема дипломного проекта:

Электроснабжение завода редкоземельных металлов

Утверждена приказом по университету № 2539 / е от 20.02.2018г.

Руководитель: _____ А.В. Суворин, доцент, к.т.н., ПИ СФУ
_____ инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для дипломного проекта: _____

1. Схема генерального плана завода, генплан;

2. Сведения об электрических нагрузках завода;

3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два автотрансформатора мощностью по 125 МВА, напряжением 230/115/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность КЗ, на стороне 220 кВ равна 2100 МВА.

4. Режим работы предприятия (завод работает в две смены);

5. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 1,2 км.

Перечень разделов дипломного проекта: 1. Содержание расчетнопояснительной записки; 2. Введение; 3. Описание технологического процесса; 4. Расчет электрических нагрузок; 5. Проектирование систем внешнего электроснабжения; 6. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 8. Компенсация реактивной мощности; 9. Выбор кабельных линий; 10. Расчет токов короткого замыкания; 11. Выбор электрооборудования; 12. Самозапуск двигателей; 13. Расчет релейной защиты трансформатора ГПП; 14. Расчет молниезащиты и заземляющих устройств; 15. Электробезопасность проекта.

Перечень графического материала: 1. Генплан предприятия с картограммой нагрузок; 2. Сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения; 4. План и разрез ГПП; 5. Релейная защита силового трансформатора; 6. ТЭП системы электроснабжения;

Руководитель _____ Суворин _____ А.В. Суворин
_____ подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ Еронин _____ Ю.П. Еронин
_____ подпись, инициалы, фамилия студента

«05» 05 2018 г.

									Лист
									2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Таблица 1 – Электрические нагрузки завода редкоземельных металлов

Наименование	Установленная мощность, кВт
	Суммарная
1. Гараж	250
2. Столовая	350
3. Заводоуправление	80
4. ЦЗЛ и СКБ	370
5. Компрессорная: а) 0,4 кВ, б) синхронные двигатели 10 кВ	500 4x1250
6. Цех электропечей №1: а) 0,4 кВ, б) электродуговые печи 30 т	3700 14400
7. Кузнечно-механический цех	500
8. Электроремонтный цех	280
9. Склад оборудования	120
10. Склад кварцита, кокса	400
11. Цех дробления и подготовки шихты	890
12. Цех электропечей №2: а) 0,4 кВ, б) электродуговые печи 20 т	2000 9000
13. Цех электропечей №3: а) 0,4 кВ, б) электродуговые печи 25 т	1700 14400
14. Насосная: а) 0,4 кВ, б) синхронные двигатели 10 кВ	1000 4x1500
15. Склад оборудования запасных частей	320

Освещение цехов и территории завода определить по площади.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Краткая характеристика технологических процессов комбината	10
2 Расчёт электрических нагрузок	11
2.1 Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	12
2.2 Определение расчетной нагрузки комбината в целом	15
3 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок	18
4 Проектирование системы внешнего электроснабжения	22
4.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия	22
4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	22
4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции	23
4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономическое сравнения	25
4.5 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ	25
4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ	25
4.5.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	27
4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	29
4.6 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 220 кВ	31
4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ	31
4.6.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	32
4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	34
5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	37
6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ	41
7 Выбор кабельных линий	43

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

9.8.1	Выбор автоматических воздушных выключателей	90
9.8.2	Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора	92
10	Проверка электродвигателей на самозапуск	94
11	Релейная защита трансформатора ТРДН-40000/110	97
11.1	Повреждения и ненормальные режимы работы	97
11.2	Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора	98
11.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ	101
11.4	Защита от технологических перегрузок	104
11.5	Газовая защита на базе реле РГТ-80	105
12	Расчет заземляющего устройства	106
13	Расчет молниезащиты	111
14	Электробезопасность. Текущий ремонт трансформаторов 10-500 кВ	115
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	121
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	123

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества. Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия заключаются в оптимизации параметров этой системы путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств компенсации реактивной мощности и т.д.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

1 Краткая характеристика технологических процессов комбината

Восстановительные ферросплавные печи работают непрерывно. В работающей печи электроды погружены в твёрдую шихту, которую пополняют по мере её проплавления; сплав и шлак выпускают периодически. Печи этого типа оснащены мощными трансформаторами: 7500-65000 кВА. Печи трехфазные, стационарные или вращающиеся обычно изготавливаются открытыми, а новые печи закрытыми сводами.

В рудовосстановительной печи (РВП) выделение тепла осуществляется двумя способами – за счет горения электрических дуг и за счет протекания тока через загрузку. В различных процессах соотношение мощности, выделяемой этими двумя способами нагрева, существенно различно. РВП нашли широкое применение для восстановительных процессов выплавки ферросплавов.

Мощные ферросплавные электропечи для рудовосстановительных процессов представляют собой непрерывно действующие агрегаты, работающие при большой силе тока (40-90 кА), но при низких плотностях его (4-6 А/см²). Требуемые большого диаметра (900-1500 мм) электроды, оказалось, практически удобно изготавливать в печи в процессе работы.

Токопровод от трансформатора к электродам ("короткая сеть") – очень важная часть конструкции ферросплавной печи. При больших силах тока и неудачной конструкции короткой сети потери энергии в ней могут достигнуть значительной величины, что отрицательно скажется на КПД. и величине $\cos \varphi$ установки. Для повышения этих показателей суммарное значение активных и реактивных сопротивлений короткой сети должно быть минимальным. Для этого необходимо, чтобы длина короткой сети была минимальной; прокладку токоведущих шин или труб следует выполнять бифилярно, т.е. чтобы шины, обтекаемые токами различных направлений, были расположены, возможно, ближе друг к другу.

Непрерывность процесса производства ферросплавов потребовала создания автоматической системы регулирования, без контактов и вращающихся частей. В настоящее время внедряют бесконтактные регуляторы на магнитных усилителях в сочетании с гидравлическим приводом перемещения электродов.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

2 Расчёт электрических нагрузок

2.1 Выбор печных трансформаторов

Электродуговые печи являются мощными потребителями электроэнергии. Потребляемая ими мощность меняется в течение плавки, а электрический режим характеризуется частыми толчками тока, поэтому электросталеплавильные цехи получают питание от специальных печных трансформаторов.

Печные трансформаторы во многом сходны с обычными силовыми трансформаторами, их конструктивные отличия обусловлены специфическими особенностями работы электрических печей.

Выберем печные трансформаторы для цеха №6.

Мощность печных трансформаторов определяется по следующей формуле, кВ·А,

$$S_{печ.тр}^p = \frac{G \cdot W}{n_{печ} K_u \cdot \cos \varphi}, \quad (1)$$

где G – вместимость (ёмкость) печи, т;

W – удельный расход электроэнергии на 1 т, кВт/т;

$n_{печ}$ – количество печей в цеху, шт;

$K_u, \cos \varphi$ – коэффициент использования и коэффициент мощности соответственно, принимаемые по справочным данным [1, с. 28-42].

Расчетная мощность печного трансформатора в плавильном цехе:

$$S_{печ.тр}^p = \frac{30 \cdot 300}{2 \cdot 0,7 \cdot 0,9} = 7142,857, \quad (2)$$

Для установки выбираем трансформатор с номинальной мощностью $S_{печ.тр}^{ном} = 8000$ кВ·А. Номинальная установленная активная мощность трансформатора, кВт,

$$P_{печ.тр}^{ном} = S_{печ.тр}^{ном} \cdot \cos \varphi, \quad (3)$$

$$P_{печ.тр}^{ном} = 16000 \cdot 0,9 = 14400$$

В плавильном цехе №6 установлены 2 печи номинальной мощностью каждая по 14400 кВт и соответственно 2 печных трансформатора ЭТЦПК-12500/10 мощностью 8000 кВ·А.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Величина $P_{но}$ определяется по следующей формуле, кВт,

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (7)$$

где $P_{удо}$ – удельная нагрузка, площади пола цеха, кВт/м² [1, с. 44];

F – площадь пола цеха, определяемая по генплану, м².

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле, квар,

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (8)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света, принимаемый по справочным данным [1, с 45].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха (до 1000 В) определяется из соотношения, [1, с 12], кВт · А,

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (9)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из следующих соотношений, кВт (квар),

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (10)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (11)$$

Полная мощность находится из следующего выражения, кВт · А,

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (12)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей 0,4 кВ и 10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчет нагрузок представлен в таблице 3.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Таблица 3 – Расчёт электрических нагрузок

№ Цеха	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная								Суммарная		
		Рном, кВт	Кс	cosφ	tgφ	Рр, кВт	Qр, кВар	F, м2	Рудо, кВт/м2	Рномо, кВт	Ксо	cosφо	tgφо	Рро, кВт	Qро, кВар	Рр+Рро, кВт	Qр+Qро, кВт	S, КВА
Потребители 0,4 кВ																		
1	Гараж	250	0,25	0,7	1,02	62,5	64	3200	0,014	44,8	0,6	0,9	0,484322	26,88	13,019	89,38	77	117,831
2	Столовая	350	0,45	0,9	0,48	157,5	76	1000	0,014	14	0,9	0,9	0,484322	12,60	6,1025	170,10	82	189,000
3	Заводуправление	80	0,45	0,75	0,88	36	32	2132	0,014	29,848	0,9	0,9	0,484322	26,86	13,01	62,86	45	77,170
4	ЦЗЛ и СКБ	370	0,25	0,7	1,02	92,5	94	1518	0,014	21,252	0,8	0,9	0,484322	17,00	8,2343	109,50	103	150,060
5	Компрессорная 0.4 кВ	500	0,8	0,85	0,62	400	248	900	0,014	12,6	0,85	0,9	0,484322	10,71	5,1871	410,71	253	482,426
6	Цех электропечей №1 0.4 кВ	1800	0,85	0,8	0,75	1530	1148	7535	0,014	105,49	0,95	0,9	0,484322	100,22	48,537	1630,22	1196	2021,907
7	Кузнечно-механический цех	500	0,6	0,75	0,88	300	265	648	0,014	9,072	0,95	0,9	0,484322	8,62	4,1741	308,62	269	409,233
8	Электроремонтный цех	280	0,95	0,8	0,75	266	200	912	0,014	12,768	0,95	0,9	0,484322	12,13	5,8746	278,13	205	345,738
9	Склад оборудования	120	0,5	0,76	0,86	60	51	2190	0,014	30,66	0,6	0,9	0,484322	18,40	8,9096	78,40	60	98,855
10	Склад кварцита, кокса	400	0,5	0,76	0,86	200	171	4880	0,014	68,32	1	0,9	0,484322	68,32	33,089	268,32	204	337,137
11	Цех дробления и подготовки шихты	890	0,45	0,75	0,88	400,5	353	2401	0,014	33,614	0,95	0,9	0,484322	31,93	15,466	432,43	369	568,260
12	Цех электропечей №2 0.4 кВ	1500	0,85	0,8	0,75	1275	956	3486	0,014	48,804	0,95	0,9	0,484322	46,36	22,455	1321,36	979	1644,344
13	Цех электропечей №3 0.4 кВ	1200	0,85	0,8	0,75	1020	765	4280	0,014	59,92	0,95	0,9	0,484322	56,92	27,57	1076,92	793	1337,136
14	Насосная 0.4 кВ	1000	0,75	0,8	0,75	750	563	1080	0,014	15,12	0,85	0,9	0,484322	12,85	6,2245	762,85	569	951,520
15	Склад оборудования запасных частей	320	0,5	0,76	0,86	160	137	2025	0,014	28,35	0,6	0,9	0,484322	17,01	8,2383	177,01	145	228,858
16	Освещение территории							123760	2E-04	19,802	1	0,57	1,441482	19,80	28,544	19,80	29	34,740
	ИТОГО по 0,4 кВ	9560				6710	5122	38187		554,42				486,62	254,63	7196,62	5376	8994,213
Потребители 10 кВ																		
5	Компрессорная СД 10 кВ	5000	1	0,85	0,62	5000	0									5000,00	0	5000,000
6	Электродуговые печи 30т	14400	0,9	0,7	1,02	12960	13222									12960	13222	18514,286
12	Электродуговые печи 20т	9000	0,9	0,7	1,02	8100										8100,00	8264	11571,429
13	Электродуговые печи 25т	14400	0,9	0,7	1,02	12960	13222									12960,00	13222	18514,286
14	Насосная СД 10 кВ	6000	1	0,85	0,62	6000	0									6000,00	0	6000,000
	ИТОГО по 10 кВ	48800				45020	34707									45020,00	34707	59600,000

ДП – 13.03.02.07.ПЗ

Изм.

Лист

№ Докум.

Подпись

Дата

Лист

14

2.2 Определение расчетной нагрузки комбината в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность комбината определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, компенсации реактивной мощности.

Так как трансформаторы цеховых подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений, кВт (кВар),

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot S_p, \quad (13)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot S_p, \quad (14)$$

где S_p – полная расчетная мощность силовых (0,4 кВ) и осветительных приемников завода.

Из таблицы 2 полная расчётная мощность нагрузки 0,4 кВ равна $S_p = 8994,213$ кВ·А.

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах,

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 8994,213 = 179,884$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах,

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot 8994,213 = 899,421$$

Оптимальная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть завода в период максимальных нагрузок энергосистемы определяется по следующему выражению, кВар,

$$Q_{\text{э}} = K_{\alpha} \cdot (\sum P_{p,0,4} + \sum P_{p,10}), \quad (15)$$

где $K_{\alpha} = 0,29$ – коэффициент зависящий от напряжения питающих линий;

$\sum P_{p,0,4}, \sum P_{p,10}$ – суммарная расчетная активная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт.

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot (7196,62 + 45020,00) = 15142,82$$

Ориентировочно, необходимая мощность компенсирующих устройств по комбинату в целом определяется из следующего выражения, кВар,

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = \sum Q_{\text{р.0,4}} + \sum Q_{\text{р.10}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}, \quad (16)$$

где $\sum Q_{\text{р.0,4}}$, $\sum Q_{\text{р.10}}$ – суммарная расчетная реактивная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВар.

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = 5376 + 34707 + 899,42 - 15142,82 = 25840$$

Нескомпенсированная реактивная мощность комбината, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, кВар,

$$Q = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{ку}\Sigma}, \quad (17)$$

где $Q_{\text{р}\Sigma}$ – расчётная реактивная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, с учётом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки ($K_{\text{рм}} = 0,95$), квар.

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (Q_{\text{р}\Sigma 0,4} + Q_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{цт}}, \quad (18)$$

где $Q_{\text{р}\Sigma 0,4}$, $Q_{\text{р}\Sigma 10}$ – суммарная расчетная реактивная мощность силовой нагрузки напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВар.

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (5376 + 34707) \cdot 0,95 + 899,42 = 38978,97$$

$$Q = 38978,97 - 25840,34 = 13138,63$$

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них по следующей формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}\Sigma}, \quad (19)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельные потери активной мощности, равные 0,2% от $Q_{\text{ку}\Sigma}$.

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 25840,34 = 51,38$$

Расчётная активная мощность комбината, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, с учётом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки ($K_{\text{рм}} = 0,95$), кВт,

$$P_{\text{р}\Sigma} = (P_{\text{р}\Sigma 0,4} + P_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + \sum P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{цт}}, \quad (20)$$

										Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

где $P_{p\Sigma 0,4}$, $P_{p\Sigma 10}$ – суммарная расчетная активная мощность силовой нагрузки напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт;

ΣP_{po} – суммарная расчётная активная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{p\Sigma} = (6710 + 45020) \cdot 0,95 + 486,62 + 179,884 = 49810$$

Общая активная мощность с учётом потерь в компенсирующих устройствах на шинах 10 кВ подстанции, кВт,

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ку}, \quad (21)$$

$$P = 49810 + 51,68 = 49861,68$$

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ·А,

$$S_{p10} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (22)$$

$$S_{p10} = \sqrt{49861,68^2 + 13138,63^2} = 51563,66$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери мощности (активной и реактивной) в трансформаторах ГПП ориентировочно определяются по следующим выражениям, кВт, (кВар),

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot S_{p6}, \quad (23)$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot S_{p6}. \quad (24)$$

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot 51563,66 = 1031,27,$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot 51563,66 = 5156,37$$

Полная расчетная мощность комбината на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А,

$$S_{pBH} = \sqrt{(P + \Delta P_{тГПП})^2 + (Q + \Delta Q_{тГПП})^2}, \quad (25)$$

$$S_{pBH} = \sqrt{(49861,68 + 1031,27)^2 + (13138,63 + 5156,37)^2} \\ = 54081,42.$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

3 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность построить экономичную и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при которых достигаются наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха). Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам, м, [1, с.53-56]

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (26)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} \quad (27)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки i -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты (z_0), как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов.

Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха. Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха, поэтому его радиус можно вычислить по следующей формуле, мм,

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (28) \text{ где}$$

P_{pi} – расчётная мощность i -го цеха, кВт;

m – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия), кВт/мм².

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора α определяется из следующего соотношения, град,

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p + P_{po}} \cdot 360, \quad (29)$$

где P_p , P_{po} – расчётная мощность силовой (0,4 кВ) и осветительной нагрузки цеха соответственно, кВт.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ Цеха	Наименование	$P_p + P_{po}$, кВт	P_{po} , кВт	r , мм	α , град	x , м	y , м	$(P_p + P_{po}) \cdot x$	$(P_p + P_{po}) \cdot y$
Потребители электроэнергии 0,4 кВ									
1	Гараж	89,38	26,88	5,96	108,27	114	19	10189,32	1698,22
2	Столовая	170,10	12,60	8,23	26,67	65	217	11056,50	36911,70
3	Заводуправление	62,86	26,86	5,00	153,84	12	200	754,36	12572,64
4	ЦЗЛ и СКБ	109,50	17,00	6,60	55,89	51	270	5584,58	29565,43
5	Компрессорная 0,4 кВ	410,71	10,71	12,79	9,39	342	32	140462,82	13142,72
6	Цех электропечей №1 0,4 кВ	1630,22	100,22	25,47	22,13	167	209	272245,99	340715,04
7	Кузнечно-механический цех	308,62	8,62	11,08	10,05	390	125	120361,18	38577,30
8	Электроремонтный цех	278,13	12,13	10,52	15,70	425	125	118205,08	34766,20
9	Склад оборудования	78,40	18,40	5,59	84,48	265	32	20774,94	2508,67
10	Склад кварцита, кокса	268,32	68,32	10,34	91,66	110	117	29515,20	31393,44
11	Цех дробления и подготовки шихты	432,43	31,93	13,12	26,58	196	117	84756,93	50594,70
12	Цех электропечей №2 0,4 кВ	1321,36	46,36	22,94	12,63	290	114	383195,50	150635,47
13	Цех электропечей №3 0,4 кВ	1076,92	56,92	20,71	19,03	330	202	355384,92	217538,65
14	Насосная 0,4 кВ	762,85	12,85	17,43	6,07	404	32	308192,21	24411,26
15	Склад оборудования запасных частей	177,01	17,01	8,39	34,59	430	218	76114,30	38588,18

Потребители электроэнергии 10 кВ									
5	Компрессорная СД 10 кВ	5000,00		44,61		342	32	1710000,00	160000,00
6	Электродуговые печи 30 т	12960,00		71,83		167	209	2164320,00	2708640,00
12	Электродуговые печи 20 т	8100,00		56,78		290	114	2349000,00	923400,00
13	Электродуговые печи 25 т	12960,00		71,83		330	202	4276800,00	2617920,00
14	Насосная СД 10 кВ	6000,00		48,87		404	32	2424000,00	192000,00
	ИТОГО	52196,82						14860913,82	7625579,62

Рассчитаем координаты центра электрических нагрузок, используя данные из таблицы 3.

$$x_0 = \frac{14860913,82}{52196,82} = 296,72,$$

$$y_0 = \frac{7625579,62}{52196,82} = 116,05$$

ГПП следует располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и значительно сократить протяжённость как распределительных сетей высокого напряжения, так и цеховых сетей низкого напряжения, а также снизить потери электрической энергии. Если центр электрических нагрузок попадает в расположение какого-либо цеха, то ГПП смещают в сторону источника питания вблизи этого цеха.

Центр электрических нагрузок изображен на рисунке 2.

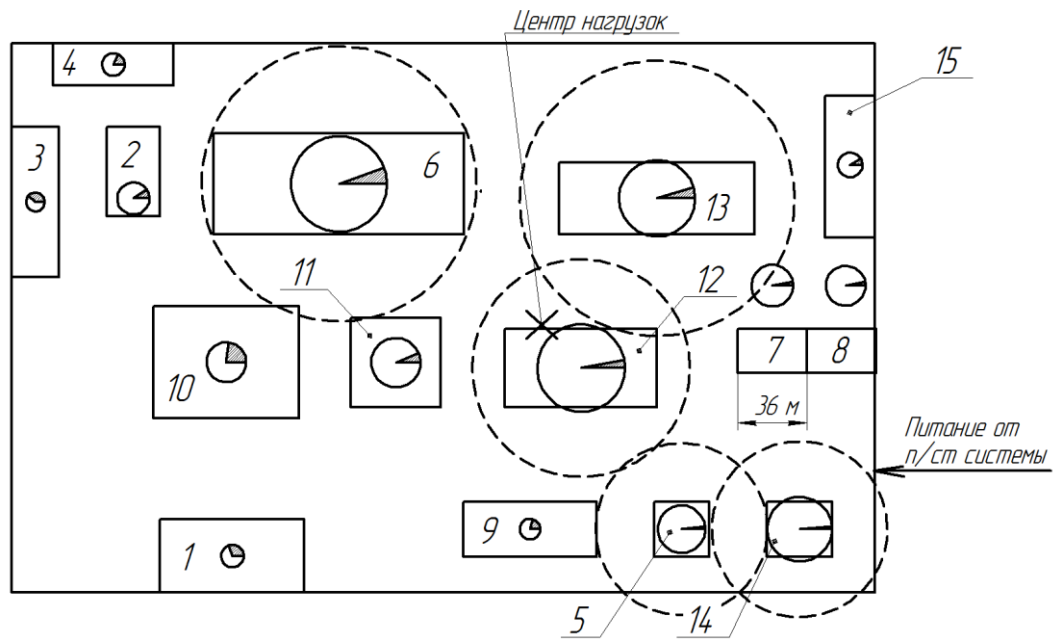


Рисунок 2 – Центр электрических нагрузок

Так как центр электрических нагрузок находится в 12 цеху, то ГПП следует располагать ближе к источнику питания.

						Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ДП – 13.03.02.07.ПЗ

4 Проектирование системы внешнего электроснабжения

4.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети [1, с.57].

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75–100 МВт и более), средней (от 5–7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП) [1, с.57].

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение по формулам полученным на основе статистических данных, например, по формуле Стилла [1, с.60], кВ,

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Рекомендуемый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы лежит в диапазоне (0,65–0,7), а в послеаварийном режиме –(1,3–1,4) [2, с.393].

$$S_{ном.т} \geq \frac{54081,42}{0,7 \cdot 2} = 38629,6$$

Из ряда стандартных номинальных мощностей выбираем трансформатор $S_{ном.т} = 40000$ кВ · А. Произведём проверку данного трансформатора по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о.е.,

$$K_3^{норм} = \frac{S_{рВН}}{n_T \cdot S_{ном.т}}, \quad (33)$$

$$K_3^{норм} = \frac{54081,42}{2 \cdot 40000} = 0,68$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, о.е.,

$$K_3^{н/ав} = \frac{S_{рВН}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном.т}}, \quad (34)$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{54081,42}{(2 - 1) \cdot 40000} = 1,35$$

Коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы удовлетворяет рекомендуемым значениям. К установке принимаем трансформаторы ТРДН-40000/110 и ТРДН-40000/220, трехфазные двухобмоточные (с расщепленной обмоткой низкого напряжения) с естественной циркуляцией масла и принудительным дутьем, с регулированием напряжения под нагрузкой [3, с.243]. Каталожные данные этих трансформаторов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные данные силовых трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{ном.т}$, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТРДН	40	110	10	36	172	10,5	0,65
ТРДН	40	220	10	50	170	12	0,9

4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных обоснованных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. руб./год,

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (35)$$

где $p_n = 0,0725$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год;

K_{Σ} – суммарные капитальные затраты, тыс. руб.;

I_{Σ} – суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП, РП).

Согласно заданию электроснабжение завода может быть осуществлено от подстанции энергосистемы на которой имеется два класса питающего напряжения: 220 и 110 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 110 кВ (1-й вариант) и от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 220 кВ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно данным вариантам представлены на рисунке 3.

4.5 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ

4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и послеаварийном (обрыв одной цепи) режимах, А,

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (36)$$

где $n_{\text{ц}}$ – количество цепей воздушной линии, шт.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (38)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм² [1, с.71].

$$F_{расч} = \frac{142,1}{1,1} = 129,18$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение [3, с.84] $F_{ст} = 95$ мм², и соответственно сталеалюминиевый провод марки АС-95/16.

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), А,

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс}, \quad (39)$$

330 > 284,19 – условие выполняется.

4.5.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения

При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования [4].

Капитальные вложения в сеть вычисляются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{сеть} = K_B + K_{ЛЭП}, \quad (40)$$

где K_B – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.

$$K_B = K_{B0} \cdot n_B, \quad (41)$$

где K_{B0} – стоимость ячейки одного комплекта элегазового выключателя, тыс. руб;

n_B – количество выключателей в цепи линии;

$$K_B = 9506 \cdot 2 = 19012$$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Капитальные затраты на строительство ЛЭП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ЛЭП} = K_{уд} \cdot n_{ц} \cdot l, \quad (42)$$

где $K_{уд}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС95/16, тыс. руб./км;

$n_{ц}$ – количество цепей, шт.

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{ЛЭП} = 1136,24 \cdot 2 \cdot 1,2 = 2726,98,$$

$$K_{сеть} = 19012 + 2726,98 = 21739,98$$

Капитальные затраты на ГПП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ГПП} = K_{ТР} + K_{ОРУ}, \quad (43)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов на ГПП, тыс. руб.;

$K_{ОРУ}$ – стоимость сооружения ОРУ (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии), тыс. руб.

$$K_{ТР} = K_{ТРО} \cdot n_{ТР}, \quad (44)$$

где $K_{ТРО}$ – стоимость одного трансформатора ТРДН-40000/110, тыс. руб.;

$n_{ТР}$ – количество трансформаторов на ГПП, шт.

$$K_{ТР} = 11057,2 \cdot 2 = 22114,40,$$

$$K_{ГПП} = 22114,40 + 81080 = 103194,4$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{сеть} + K_{ГПП} \quad (45)$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma 1} = 21738,98 + 103194,4 = 124933,38$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год,

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{ПИ}} = \frac{K_{ЛЭП}}{T_{ПИ}^{ЛЭП}} + \frac{K_B}{K_{ПИ}^B} + \frac{K_{ОРУ}}{K_{ПИ}^{ОРУ}} + \frac{K_{ТР}}{K_{ПИ}^{ТР}}, \quad (46)$$

где $T_{ПИ}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{2726,98}{17} + \frac{19012}{17} + \frac{81080}{17} + \frac{22114,40}{17} = 7349,022$$

Ежегодные издержки на обслуживание и эксплуатацию, тыс. руб./год,

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot p_{э.р.i}}{100} = \frac{K_{ЛЭП} \cdot p_{э.р.}^{ЛЭП}}{100} + \frac{K_B \cdot p_{э.р.}^B}{100} + \frac{K_{ОРУ} \cdot p_{э.р.}^{ОРУ}}{100} + \frac{K_{ТР} \cdot p_{э.р.}^{ТР}}{100}, \quad (47)$$

где $p_{э.р.}$ – норма отчислений от капитальных вложений, %.

$$I_o = \frac{2726,98 \cdot 0,8}{100} + \frac{19012 \cdot 5,9}{100} + \frac{81080 \cdot 5,9}{100} + \frac{22114,40 \cdot 5,9}{100} = 7231,993$$

Ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс. руб./год,

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (48)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,002664$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч.

Годовые потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч/год,

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot \tau, \quad (49)$$

где $P_{ЛЭП}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;
 τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot T_{\text{год}}, \quad (50)$$

где $T_{\text{макс}}$ – число часов использования максимума нагрузки [1, с.72], ч.
 $T_{\text{год}}$ – число часов в году, ч.

$$\tau = (0,124 + \frac{4355}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2742,23$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{рВН}}^2}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (51)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ [3], Ом/км;
 l – длина воздушной линии, км;
 $n_{\text{ц}}$ – количество цепей ЛЭП, шт.

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,301 \cdot 1,2}{2} \cdot \frac{54081,42^2}{110^2 \cdot 1000} = 43,655,$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 43,655 \cdot 2742,23 = 119711$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год.,

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{ТР}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{зод}} + \frac{1}{n_{\text{ТР}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{рВН}}}{S_{\text{ном.тр}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (52)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора соответственно [3, с.243], кВт.

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 36 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 172 \cdot \left(\frac{54081,42}{40000}\right)^2 \cdot 2742,23 = 1061820,91$$

Суммарные годовые потери электроэнергии рассчитываются по следующей формуле, кВт·ч/год;

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (53)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 119710,67 + 1061820,91 = 1181531,58$$

Тогда ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс.руб./год

$$I_{\text{ПЭ}} = 0,002664 \cdot 1061820,91 = 3147,60$$

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Суммарные ежегодные издержки рассчитываются по следующей формуле, тыс.руб./год,

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{ПЭ}, \quad (54)$$

Суммарные ежегодные издержки по первому варианту, тыс.руб./год

$$I_{\Sigma 1} = 7349,02 + 7231,99 + 3147,60 = 17728,62$$

Обоснованные затраты для первого варианта внешнего электроснабжения (по ВЛ 110 кВ), тыс.руб./год

$$З_1 = 0,0725 \cdot 124933,38 + 17728,62 = 26786,29$$

4.6 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 220 кВ

4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и послеаварийном (обрыв одной цепи) режимах, А,

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $n_{ц}$ – количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_p = \frac{54081,42}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 71,05,$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{pBH}}{(n_{ц} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{раб.макс} = \frac{54081,42}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 142,1$$

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}},$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм² [1, с.71].

$$F_{расч} = \frac{71,05}{1,1} = 64,59$$

По условию короны минимальное сечение для 220 кВ $F_{ст} = 240$ мм², и соответственно сталеалюминиевый провод марки АС-240/32.

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), А,

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс},$$

605 > 142,1 – условие выполняется.

4.6.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения

При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования [4].

Капитальные вложения в сеть вычисляются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{сеть} = K_B + K_{ЛЭП},$$

где K_B – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.

$$K_B = K_{B0} \cdot n_B,$$

где K_{B0} – стоимость ячейки одного комплекта вакуумного выключателя, тыс. руб;

n_B – количество выключателей в цепи линии;

$$K_B = 15713,6 \cdot 2 = 31427,2$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Капитальные затраты на строительство ЛЭП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ЛЭП} = K_{уд} \cdot n_{ц} \cdot l,$$

где $K_{уд}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС-240/32, тыс. руб./км;

$n_{ц}$ – количество цепей, шт.

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{ЛЭП} = 1406,44 \cdot 2 \cdot 1,2 = 3375,456,$$

$$K_{сеть} = 31427,2 + 3375,456 = 34802,656$$

Капитальные затраты на ГПП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ГПП} = K_{ТР} + K_{ОРУ},$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов на ГПП, тыс. руб.;

$K_{ОРУ}$ – стоимость сооружения ОРУ (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии), тыс. руб.

$$K_{ТР} = K_{ТР0} \cdot n_{ТР},$$

где $K_{ТР0}$ – стоимость одного трансформатора ТРДН-40000/220, тыс. руб.;

$n_{ТР}$ – количество трансформаторов на ГПП, шт;

$$K_{ТР} = 13315,4 \cdot 2 = 26630,8,$$

$$K_{ГПП} = 150766 + 26630,8 = 177396,8$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{сеть} + K_{ГПП}$$

Суммарные капиталовложения по второму варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma 2} = 34802,656 + 177396,8 = 212199,456$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год,

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{ПИ}} = \frac{K_{ЛЭП}}{T_{ПИ}^{ЛЭП}} + \frac{K_B}{K_{ПИ}^B} + \frac{K_{ОРУ}}{K_{ПИ}^{ОРУ}} + \frac{K_{ТР}}{K_{ПИ}^{ТР}},$$

где $T_{ПИ}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{3375,456}{17} + \frac{31427,2}{17} + \frac{150766}{17} + \frac{26630,8}{17} = 12482,33$$

Ежегодные издержки на обслуживание и эксплуатацию, тыс. руб./год,

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot P_{э.р.i}}{100} = \frac{K_{ЛЭП} \cdot P_{э.р.}^{ЛЭП}}{100} + \frac{K_B \cdot P_{э.р.}^B}{100} + \frac{K_{ОРУ} \cdot P_{э.р.}^{ОРУ}}{100} + \frac{K_{ТР} \cdot P_{э.р.}^{ТР}}{100},$$

где $P_{э.р.}$ – норма отчислений от капитальных вложений, %.

$$I_o = \frac{3375,456 \cdot 0,8}{100} + \frac{31427,2 \cdot 5,9}{100} + \frac{150766 \cdot 5,9}{100} + \frac{26630,8 \cdot 5,9}{100} = 10259,38$$

Ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс. руб./год,

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma},$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,002664$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч.

Годовые потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч/год,

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot \tau,$$

где $P_{ЛЭП}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;
 τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{макс}}{10^4})^2 \cdot T_{год},$$

где $T_{макс}$ – число часов использования максимума нагрузки [1, с.72], ч.

$T_{\text{год}}$ – число часов в году, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2742,23$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{рВН}}^2}{U_{\text{ном}}^2},$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ [3], Ом/км;

l – длина воздушной линии, км;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей ЛЭП, шт.

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,118 \cdot 1,2}{2} \cdot \frac{54081,42^2}{220^2 \cdot 1000} = 4,278$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 4,278 \cdot 2742,23 = 1890596,17$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год.,

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{ТР}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_{\text{ТР}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{рВН}}}{S_{\text{ном.тр}}}\right)^2 \cdot \tau,$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора соответственно [3, с.243], кВт.

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{54081,42}{40000}\right)^2 \cdot 2742,23 = 1302088,11$$

Суммарные годовые потери электроэнергии рассчитываются по следующей формуле, кВт·ч/год;

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}},$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 11732,44 + 1302088,11 = 1313820,551$$

Тогда ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс.руб./год

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{\text{пэ}} = 0,002664 \cdot 1313820,551 = 3500,02$$

Суммарные ежегодные издержки рассчитываются по следующей формуле, тыс.руб./год,

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{\text{пэ}}$$

Суммарные ежегодные издержки по первому варианту, тыс.руб./год

$$I_{\Sigma 2} = 12482,32 + 10259,38 + 3500,02 = 26241,72$$

Обоснованные затраты для второго варианта внешнего электроснабжения (по ВЛ 220 кВ), тыс.руб./год

$$Z_2 = 0,0725 \cdot 212199,456 + 26241,72 = 41626,18$$

Таблица 6 – Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K _Σ , тыс. руб.	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				З, тыс. руб./год
		I _a , тыс. руб./год	I _o , тыс. руб./год	I _{пэ} , тыс. руб./год	I _Σ , тыс. руб./год	
1 (110 кВ)	124933,38	7349,02	7231,99	3147,6	17728,62	26786,29
2 (220 кВ)	212199,456	12482,32	10259,38	3500,02	26241,72	41626,18

Вывод: так как разница по приведённым затратам между сравниваемыми вариантами практически 40%, то предпочтение отдаём первому варианту с наименьшими обоснованными затратами напряжением питания (110 кВ) воздушной линией на железобетонных опорах с подвеской проводов на одноцепной опоре.

5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

Мощность цеховых трансформаторов обычно не превышает 2500 кВ·А, так как с увеличением мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания. Число типоразмеров трансформаторов должно быть минимальным. Цеховые подстанции могут быть однострансформаторными и двухтрансформаторными, в зависимости от категории надёжности потребителей [5, с.10].

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ [5, с.10].

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

- 1) Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) Определяют дополнительную мощность НБК в целях снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6,10 кВ предприятия.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки [5, с.10], кВ·А/м²,

$$\sigma_H = \frac{S_p}{F}, \quad (55)$$

где S_p – расчётная нагрузка цеха, кВ·А;

F – площадь цеха, м².

Минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок,

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (56)$$

где K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора [1], о. е.;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и вычисляется по формуле,

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m, \quad (57)$$

где m – число дополнительно установленных трансформаторов, определяют по специальным кривым [5; с. 14].

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}, \quad (58)$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{макс.т}}, \quad (59)$$

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{нк1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{нк1}}$ будет равна нулю).

Дополнительная мощность НБК для снижения потерь в трансформаторах и в сети 10 кВ предприятия, квар,

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (60)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания цеховой ТП [1].

Если в расчётах окажется, что $Q_{\text{нк2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{нк2}}$ принимается равной нулю.

Суммарная расчётная мощность НБК, квар,

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}} \quad (61)$$

Рассчитаем число и мощность цеховых трансформаторов для цехов №5, №9 и №14, а также определим расчётную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (до 1 кВ) и произведём выбор НБК. Для расчёта используем данные из таблицы 2.

Удельная плотность нагрузки,

$$\sigma_n = \frac{1532,8}{4170} = 0,368$$

Так как цеха №5 и №14 являются потребителями I-ой категории, то к установке принимаем трансформаторы с коэффициентом загрузки 0,75 и номинальной мощностью 630 кВ·А, [7, с.5] (для установки трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А необходимо технико-экономическое обоснование).

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов,

$$N_{\min} = \frac{1251,96}{0,75 \cdot 630} + 0,35 = 3$$

Оптимальное число трансформаторов,

$$N_{\text{опт}} = 3 + 0 = 3$$

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы, кВар

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(3 \cdot 0,75 \cdot 630)^2 - 1251,96^2} = 664,761$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, кВар

$$Q_{\text{нк1}} = 882,03 - 664,761 = 217,27$$

Расчётный коэффициент удельных потерь $K_{p1} = 15$ (для Сибири и для трех смен), а расчётный коэффициент $\gamma = K_{p1}/30$ (для магистральной схемы питания).

Дополнительная мощность НБК, кВар

$$Q_{\text{нк2}} = 882,03 - 217,27 - 0,5 \cdot 3 \cdot 630 = 192,26$$

Суммарная расчётная мощность НБК, кВар

$$Q_{\text{нк}} = 217,27 + 192,26 = 409,53$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем три низковольтных конденсаторных установок с номинальной мощностью 150 кВар типа УКМ 58-04-150-30-УЗ [6].

Результаты выбора числа и мощности цеховых трансформаторов для остальных цехов представлены в таблице 7, а результаты выбора НБК в таблице 9.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Таблица 7 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Потребители	Наименование пункта питания	Место расположения пункта питания	сн, кВА/м2	Рр, кВт	Qр, квар	Sном.т, кВА	Кз	Nmin	Нопт
Цех №5;9;14	ТП-1, ТП-2	Цех №14	0,368	1251,96	882	630	0,75	3	3
Цех №1;10;11	ТП-3	Цех №11	0,098	790,13	650	630	0,8	2	2
Цех №2;3;4	ТП-4	Цех №3	0,090	342,46	230	250	0,85	2	2
Цех №7;8;15	ТП-5	Цех №7	0,274	763,76	619	630	0,8	2	2
Цех №6	ТП-6, ТП-7	Цех №6	0,268	1630,22	1196	630	0,75	4	4
Цех №12	ТП-8, ТП-9	Цех №12	0,472	1321,36	979	630	0,75	3	3
Цех №13	ТП-10, ТП-11	Цех №13	0,248	1076,92	793	630	0,75	3	3

Таблица 8 – Параметры цеховых трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность S _{ном.т} , кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания U _{кз} , %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМ	630	10	0,4	1,56	8,5	5,5	0,8
ТМ	250	10	0,4	0,945	3,7	4,5	1,7

Таблица 9 – Выбор низковольтных конденсаторных установок

Потребители	Qр, квар	Qнк.расч, квар	Qнк.факт, квар	Кол-во НБК, шт.	Номинальная мощность НБК, квар	Тип НБК
Цех №5;9;14	882	409,53	450	3	150	УКМ 58-04-150-30-У3
Цех №1;10;11	650	334,58	334	2	167	УКМ 58-04-20-10-У3
Цех №2;3;4	230	104,75	100	2	50	УКМ 58-04-50-10-У3
Цех №7;8;15	619	304,19	300	2	150	УКМ 58-04-150-30-У3
Цех №6	1196	566,04	600	4	150	УКМ 58-04-150-30-У3
Цех №12	979	506,21	501	3	167	УКМ 58-04-167-33,3-У3
Цех №13	793	320,07	337,5	3	112,5	УКМ 58-04-112,5-37,5-У3

6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

Если представить предприятие как узел сети 6,10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и источники реактивной мощности, то баланс реактивной мощности в узле 6,10 кВ предприятия имеет вид, [5, с.106].

$$Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{TГПП} - Q_{вк} - Q_{нк.факт} - Q_{сд\Sigma} - Q_{э} = 0, \quad (62)$$

где $Q_{p\Sigma}$ – расчётная реактивная мощность завода, отнесённая к шинам 6,10 кВ ГПП (см. п.п 2.2), кВар;

$\Delta Q_{TГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВар;

$Q_{вк}$ – суммарная реактивная мощность, выдаваемая высоковольтными конденсаторными батареями, кВар;

$Q_{нк.факт}$ – реактивная мощность выдаваемая фактически установленными НБК (см. табл.9), кВар;

$Q_{сд\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, кВар;

$Q_{э}$ – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой, кВар.

Реактивная мощность СД, которую экономически целесообразно использовать, кВар,

$$Q_{сдэ} = \alpha_m \cdot \sqrt{P_{номСД}^2 + Q_{номСД}^2}, \quad (63)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД (определяется по номограмме);

$P_{ном.сд}$ – номинальная активная мощность установленных СД, кВт;

$Q_{ном.сд}$ – номинальная реактивная мощность установленных СД, кВар.

$$Q_{номСД} = P_{номСД} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{номСД}; \quad (64)$$

$$Q_{номСД1} = 1250 \cdot 0,33 = 410,86,$$

$$Q_{номСД2} = 1600 \cdot 0,33 = 493,03,$$

$$Q_{сд.э1} = 0,33 \cdot \sqrt{1250^2 + 410,86^2} = 434,21,$$

$$Q_{сд.э2} = 0,38 \cdot \sqrt{1600^2 + 493,03^2} = 636,21$$

Суммарная реактивная мощность вырабатываемая всеми СД, кВар,

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$Q_{\text{сд}\Sigma} = n_{\text{д}} \cdot Q_{\text{сд.э}}, \quad (65)$$

где $n_{\text{д}}$ – количество установленных СД, шт.

$$Q_{\text{сд}\Sigma 1} = 4 \cdot 434,21 = 1736,84,$$

$$Q_{\text{сд}\Sigma 2} = 4 \cdot 636,21 = 2544,84$$

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из следующей формулы, квар,

$$Q_{\text{вк}} = Q_{\text{р}\Sigma} + \Delta Q_{\text{тгпп}} - Q_{\text{нк.факт}} - Q_{\text{сд}\Sigma 1} - Q_{\text{сд}\Sigma 2} - Q_{\text{э}}, \quad (66)$$

$$Q_{\text{вк}} = 38979,97 + 5156,37 - 2622,5 - 1736,84 - 2544,84 - 8740,91 = \\ = 22088,33$$

Принимаем к установке двенадцать высоковольтных батарей конденсаторов типа УКЛ 56-10,5-1800УЗ [6], номинальной мощностью по 1800 кВар каждая.

Мощность фактически установленных ВБК, кВар,

$$Q_{\text{вк.факт}} = 12 \cdot 1800 = 21600$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

7 Выбор кабельных линий

7.1 Выбор кабельных линий 10 кВ

Перед расчетом токов КЗ необходимо выбрать кабели, которые соединяют различные распределительные пункты и цеховые трансформаторные подстанции. [1, с.62]

Кабели на напряжение 10 кВ будем выбирать по экономической плотности тока.

В качестве примера произведем выбор кабеля (10 кВ) для участка: ГПП – ТП1. Для бесперебойного питания используем четыре параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме рассчитывается по следующей формуле, А,

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}}, \quad (67)$$

где S_p – расчётная мощность, передающаяся по данному кабелю, кВ·А;

n_k – количество кабелей в траншее, шт.

$$S_p = \sqrt{(P_{рНН} + \Delta P_{цт} + P_{рВН})^2 + (Q_{рНН} + \Delta Q_{цт} - Q_{СД\Sigma 2})^2}, \quad (68)$$

где S_p – расчётная мощность, передающаяся по данному кабелю, кВ·А;

$P_{рНН}, Q_{рНН}$ – расчётная активная и реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ 5,8,14 цехов, кВт, кВар;

$\Delta P_{цт}, \Delta Q_{цт}$ – потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах при их отдельной работе, кВт, кВар;

$P_{рВН}$ – расчётная активная мощность на шинах 10 кВ 14 цеха, кВт;

$Q_{СД\Sigma 2}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, кВр.

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах при их отдельной работе, кВт:

$$\Delta P_{цт} = \Delta P_{xx} \cdot n_{цт} + \Delta P_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}, \quad (69)$$

где $\beta_{цт}$ – коэффициент загрузки трансформатора, о.е.;

ΔP_{xx} – потери холостого хода по справочнику, кВт;

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\Delta P_{кз}$ – потери коротко замыкания по справочнику, кВт;

$n_{цт}$ – число параллельно работающих цеховых трансформаторов, шт.

$$\beta_{цт} = \sqrt{P_{p0,4}^2 + Q_{p0,4}^2} / N_{ОПТ} \cdot S_{ном.цт}, \quad (70)$$

где $P_{p0,4}$ – расчетная активная нагрузка цеха на шинах 0,4 кВ, кВт;

$Q_{p0,4}$ – расчетная реактивная нагрузка цеха на шинах 0,4 кВар.

$$\beta_{цт} = \sqrt{1254,96^2 + (582 - 450)^2} / 3 \cdot 630 = 0,7,$$

$$\Delta P_{цт} = 1,56 \cdot 3 + 8,5 \cdot 0,70^2 \cdot 3 = 17,20$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах при их параллельной работе, кВар:

$$\Delta Q_{цт} = (I_{xx} \cdot n_{цт} + u_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}) \frac{S_{ном.цт}}{100}, \quad (71)$$

где I_{xx} - ток холостого хода, %;

$u_{кз}$ - напряжение коротко замыкания, %;

$S_{ном.цт}$ - номинальная мощность цехового трансформатора, кВА.

$$\Delta Q_{цт} = (2 \cdot 3 + 5,5 \cdot 0,70^2 \cdot 3) \cdot \frac{630}{100} = 88,84,$$

$$S_p = \sqrt{(1251,96 + 17,20 + 6000)^2 + (582 + 88,84 - 2544,843)^2} \\ = 7545,67,$$

$$I_p = \frac{7545,67}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 220,63$$

Расчетный рабочий ток в послеаварийном режиме определяется из выражения, А,

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n_k - 1) \cdot U_{ном}}, \quad (72)$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{7545,67}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 10} = 441,27$$

Расчетное сечение жилы кабеля, мм²,

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (73)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм² [1, с.71].

$$F_{\text{расч}} = \frac{220,63}{1,1} = 200,58$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение $F_{\text{ст}} = 300$ мм², и соответственно кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке соответственно марки АПвП-(1×300)/35 прокладываемого в земле с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=447$ А. [8, с.39]

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), с учётом поправочных коэффициентов: на температуру окружающей среды (K_1), на количество кабелей лежащих рядом в траншее (K_2), на удельное тепловое сопротивление земли (K_3), [1].

Данная проверка производится по следующей формуле,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (74)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного кабеля [1], А.

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,05 \cdot 91 \geq 45,48 \quad (75)$$

Проверим кабель на потерю напряжения, %:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (76)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_{\kappa} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi), \quad (77)$$

где I_p – расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А;

l – длина кабеля, км;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности в конце линии (на нагрузке), о.е;

$r_{\text{уд}}$ – удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

										Лист
										45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

$x_{y\partial}$ - удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\cos \varphi = \frac{P_{p0,4} + P_{p10} + \Delta P_{цт}}{S_p}, \quad (78)$$

$$\cos \varphi = \frac{1251,96 + 6000 + 17,20}{7545,67} = 0,96,$$

$$\sin \varphi = \sin(\arccos(\cos \varphi)) = -0,27,$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220,60 \cdot 0,140 \cdot (0,1 \cdot 0,96 - 0,154 \cdot 0,27) = 5,81,$$

$$\Delta U \% = \frac{5,81}{10000} \cdot 100\% = 0,06$$

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 10 кВ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	S_p , кВ·А	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$I'_{\text{доп}}$, А	n_l , шт	Марка кабеля	ΔU , %
ГПП – РУ1	7545,67	220,63	441,27	300	477	450,77	2	АПВП	0,06
ГПП – РУ2	5293,07	154,77	309,54	185	371	357,61	2	АПВП	0,45
ГПП-РУ3	18514,29	541,35	1082,71	800	1161	1219,05	2	АПВП	0,33
ГПП-РУ4	11571,43	338,35	676,69	800	719	679,46	2	АПВП	0,07
ГПП-РУ5	18514,29	541,35	1082,71	800	1161	1219,05	2	АПВП	0,42
ГПП-ТП3	883,33	25,83	51,66	35	145	137,03	2	АПВП	0,06
ГПП-ТП4	382,86	11,19	22,39	35	145	137,03	2	АПВП	0,11
ГПП – ТП5	868,06	25,38	50,76	35	145	137,03	2	АПВП	0,13
ГПП-ТП6,7	1799,52	52,62	105,23	35	145	137,03	2	АПВП	0,22
ГПП-ТП8,9	1457,48	42,62	85,23	35	145	137,03	2	АПВП	0,05
ГПП-ТП10,11	1405,80	41,11	82,21	35	145	137,03	2	АПВП	0,20

7.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Произведём выбор кабеля (0,4 кВ) на участке: РП10–РП11.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}},$$

$$I_p = \frac{574,421}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 0,4} = 167,96$$

Расчетный рабочий ток в послеаварийном режиме определяется из выражения, А,

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{574,421}{\sqrt{3} \cdot (5 - 1) \cdot 0,4} = 209,95$$

Выбираем кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из поливинилхлоридного пластика (ПВХ) с броней из двух стальных лент с внешней оболочкой из ПВХ пластика. Соответственно марки АВББШв-4×150 прокладываемого в земле с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=300$ А. [9, с.16].

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), с учётом поправочных коэффициентов: на температуру окружающей среды (K_1), на количество кабелей лежащих рядом в траншее (K_2), на удельное тепловое сопротивление земли (K_3), [1].

Данная проверка производится по следующей формуле,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного кабеля [1], А.

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,8 \cdot 1,05 \cdot 300 = 252 > 209,95$$

Проверим кабель на потерю напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{y0} \cdot \cos \varphi + x_{y0} \cdot \sin \varphi),$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{p0,4}}{S_p} = \frac{455,14}{574,42} = 0,79$$

$$\sin \varphi = \sin(\arccos(\cos \varphi)) = 0,61,$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 5 \cdot 167,96 \cdot 0,04 \cdot (0,18 \cdot 0,79 + 0,06 \cdot 0,61) = 10,3,$$

$$\Delta U\% = \frac{10,3}{400} = 2,57$$

Что входит в допустимые пределы для сетей 0,4 кВ.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 0,4 кВ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	S_p , кВ·А	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$I'_{\text{доп}}$, А	$n_{\text{л}}$, шт	Марка кабеля	ΔU , %
РП1-РП2	581,28	212,46	283,28	240	374	314,16	4	АВБбШв	2,76
РП2-РП3	98,85	144,52		50	157	164,85	1	АВБбШв	2,90
РП4-РП5	337,14	123,22	164,30	95	233	195,72	4	АВБбШв	1,72
РП4-РП6	117,83	172,27		70	195	204,75	1	АВБбШв	3,19
РП7-РП8	150,06	73,13	109,69	50	157	140,12	3	АВБбШв	2,58
РП7-РП9	189,00	138,16	276,32	150	300	283,50	2	АВБбШв	0,58
РП10-РП11	574,42	167,96	209,95	150	300	252,00	5	АВБбШв	2,57
РП11-РП12	228,86	111,53	167,29	95	233	207,95	3	АВБбШв	1,47

8 Расчет токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для определения токов КЗ выбирают расчётную схему электроустановки и по ней составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. Данные схемы представлены на рисунке 3. После этого определяют параметры схемы замещения, выполняют её преобразование и находят токи КЗ.

Токи короткого замыкания будем рассчитывать для двух наиболее нагруженных кабельных линий (ГПП–РУ4 и ГПП – ТП6). Расчет будем производить в относительных единицах с помощью программы RastrWin3. Исходные данные и результат расчета в программе представлены в приложении А.

8.1 Выбор базисных условий

В качестве базисной мощности выберем $S_{\sigma}=10000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$

За базисные примем напряжения из стандарта средних номинальных напряжений: $U_{\sigma I}=115 \text{ кВ}$; $U_{\sigma II}=10,5 \text{ кВ}$; $U_{\sigma III}=0,4 \text{ кВ}$.

Базисный ток ступени, кА:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (79)$$

$$I_{\sigma I} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,204,$$

$$I_{\sigma II} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,857,$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

$$I_{\delta III} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 14430$$

8.2 Расчёт параметров схемы замещения

Индуктивные сопротивления синхронных двигателей, о.е.:

$$X_{CD} = X_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{P_{CD}^{ном} / \cos \varphi} \quad (80)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление синхронного двигателя, о.е;
 S_{δ} – базисная мощность, МВ·А;
 $P_{CD}^{ном}$ – номинальная активная мощность синхронного двигателя, кВт;
 $\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности синхронного двигателя,
о.е..

$$X_{CD1} = \frac{0,20}{4} \cdot \frac{10000}{1,5/0,95} = 316,7,$$

$$X_{CD2} = \frac{0,20}{4} \cdot \frac{10000}{1,25/0,95} = 380$$

Индуктивное сопротивление системы GS, о.е.:

$$X_{GS} = \frac{S_{\delta}}{S_K} \quad (81)$$

где S_K – мощность короткого замыкания, МВ·А.

$$X_{GS} = \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{10000}{2100} = 4,762,$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{ATBH} = \frac{0,5 \cdot (u_{K,B-C} + u_{K,B-H} - u_{K,C-H})}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (82)$$

						Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Индуктивное сопротивление цехового трансформатора, мОм.:

$$X_{цТ} = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{НОМ}}, \quad (87)$$

где $\Delta P_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, кВт.

$$X_{цТ} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{8,5}{630}\right)^2} \cdot \frac{400^2}{630} = 13,541$$

Индуктивное сопротивление воздушных и кабельных линий, о.е.:

$$X_w = X_w \cdot \ell_w \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (88)$$

где X_w – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

ℓ_w – длина линии, км;

U_{δ} – базисное напряжение линии, кВ.

$$X_{w1} = 0,430 \cdot 1,2 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,39,$$

$$X_{w2} = 0,103 \cdot 0,145 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 1,35,$$

$$X_{w3} = 0,154 \cdot 0,1 \cdot \frac{10000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,47,$$

$$X_{w4} = 0,177 \cdot 0,14 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 2,25,$$

$$X_{w5} = 0,142 \cdot 0,05 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 0,64$$

Для определения ударного тока короткого замыкания необходимо найти ударный коэффициент, а для определения ударного коэффициента нужно найти постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, которая определяется по формуле:

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma}, \quad (89)$$

где x_Σ – эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки короткого замыкания, о.е.;

r_Σ – эквивалентное активное сопротивление относительно точки короткого замыкания, о.е.;

ω – угловая частота, рад/с.

Ударный коэффициент, о.е.:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

Таким образом, для определения постоянной времени необходимо знать значения активных сопротивлений для всех элементов схемы замещения.

Для нахождения активных сопротивлений воспользуемся отношением x/r :

GS: $x/r=50$,

СД1, СД2: $x/r=40$,

Т2: $x/r=30$,

Т3: $x/r=15$,

АТ: $x/r=40$

Активное сопротивление элемента схемы замещения, о.е.:

$$r = \frac{x}{x/r} \quad (90)$$

Активное сопротивление системы GS:

$$r_{GS} = \frac{4,762}{50} = 0,10$$

Активные сопротивления трансформаторов, о.е.

$$r_{АТВН} = \frac{10}{40} = 0,25,$$

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$r_{ATCH} = 0,$$

$$r_{ATHH} = \frac{23,6}{40} = 0,59,$$

$$r_{T2BH} = \frac{3,28}{30} = 0,11,$$

$$r_{T2HH'} = r_{T2HH''} = \frac{45,94}{30} = 1,53$$

Активное сопротивление цехового трансформатора, мОм:

$$r_{CT} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{бш}^2}{S_{ном}^2}, \quad (91)$$

$$r_{CT} = \frac{8,5 \cdot 400^2}{630^2} = 3,427$$

Активные сопротивление синхронных двигателей, о.е.:

$$r_{CD1} = \frac{316,7}{40} = 7,92,$$

$$r_{CD2} = \frac{x_{CD2}}{40} = \frac{380}{40} = 9,5$$

Активное сопротивление воздушных и кабельных линий, о.е.:

$$r_W = r_w \cdot \ell_w \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (92)$$

где r_w – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

ℓ_w – длина линии, км;

$U_{\bar{o}}$ – базисное напряжение линии, кВ.

$$r_{W1} = 0,25 \cdot 1,2 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,23,$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$r_{W2} = 0,868 \cdot 0,145 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 11,42,$$

$$r_{W3} = 0,868 \cdot 0,1 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 3,94,$$

$$r_{W4} = 0,443 \cdot 0,14 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 5,63,$$

$$r_{W5} = 0,0367 \cdot 0,05 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 0,17$$

Результат выполнения программы и расчетов ударных токов КЗ занесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результат выполнения программы и расчет ударных токов КЗ

Точка КЗ (№ узла)	$I_{П0}, \text{о.е.}$	$I_{\delta}, \text{кА}$	$I_{П0}, \text{кА}$	$Z_{\text{экв}}, \text{Ом}$	$k_{y\delta}, \text{о.е.}$	$i_{y\delta}, \text{кА}$
1(5)	0,076	50,204	3,81	0,542+j13,129	1,87	7,12
2(7)	0,022	549,857	12,10	1,667+j46,299	1,88	22,80
3(10)	0,021	549,857	11,57	13,087+j47,649	1,39	16,11
4(8)	0,022	549,857	12,10	4,446+j46,671	1,72	20,84
5(9)	-	-	8,21	18,427+j81,271	1,05	8,62
6(13)	0,016	549,857	8,80	2,372+j63,033	1,88	16,54

Рассчитаем ток в точке 5 по формуле, кА:

$$I_{П0-К5} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 5}^2 + r_{\Sigma 5}^2}}, \quad (93)$$

где $x_{\Sigma 5}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 5 приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, Ом;

$r_{\Sigma 5}$ – эквивалентное активное сопротивление относительно точки КЗ 5 приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, Ом; U_{δ} – базисное напряжение линии, Ом.

Эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 5 приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, Ом:

$$x_{\Sigma 5} = x_{\Sigma 4} + x_{ЦТ}, \quad (94)$$

где $x_{\Sigma 4}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 4, приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$x_{ЦТ}$ – индуктивное сопротивление цехового трансформатора, приведённое к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм.

Эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 4, приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$$x_{\Sigma 4} = x_{\text{экв}4} \cdot \left(\frac{U_{\text{бIII}}}{U_{\text{бII}}} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (95)$$

где $x_{\text{экв}4}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 4 из таблицы 12, о.е..

Эквивалентное активное сопротивление относительно точки КЗ 5 приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$$r_{\Sigma 5} = r_{ЦТ} + r_{\text{конт}}, \quad (96)$$

где $r_{ЦТ}$ – активное сопротивление цехового трансформатора, приведённое к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$r_{\text{конт}}$ – активное переходное сопротивление контактов, мОм.

$$r_{\Sigma 4} = 4,446 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 6,45,$$

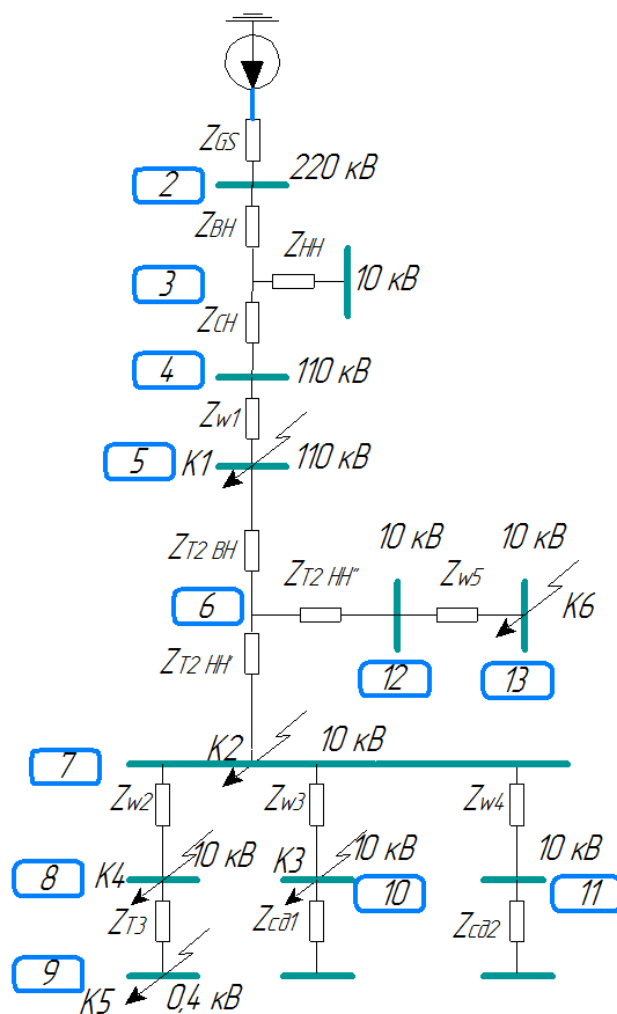
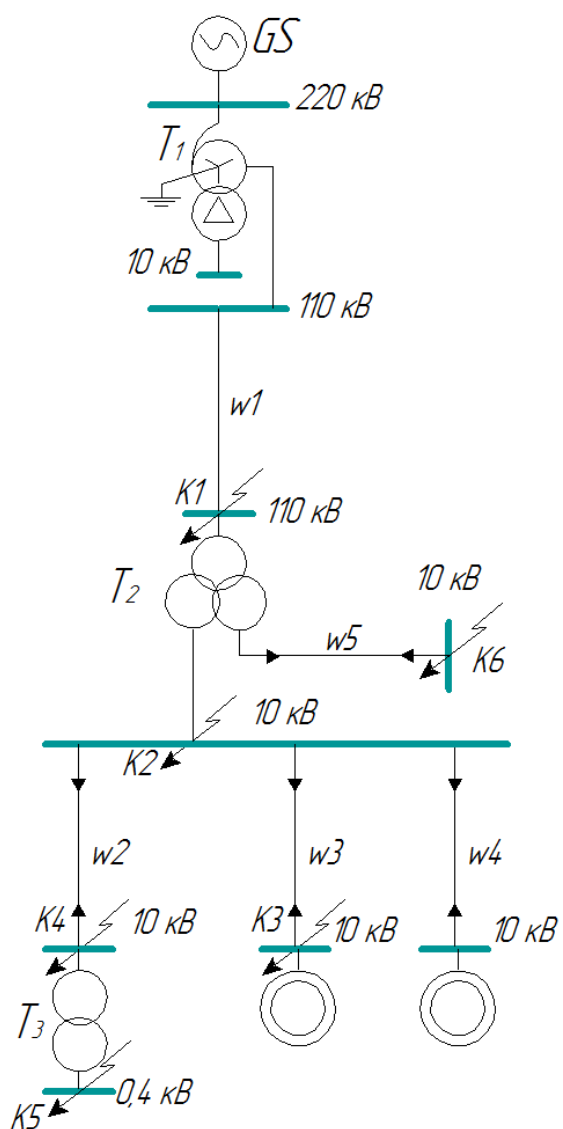
$$x_{\Sigma 4} = 46,671 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 67,73,$$

$$r_{\Sigma 5} = 3,427 + 15 = 18,427,$$

$$x_{\Sigma 5} = 67,73 + 13,541 = 81,271,$$

$$I_{\text{П0-К5}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{81,271^2 + 18,427^2}} = 8,21$$

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



а) б)
 Рисунок 4 – Схемы для расчёта токов КЗ:
 а) – расчётная схема, б) – схема замещения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

9 Выбор оборудования

9.1 Выбора выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора выключателя: [2, с.337-339]

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq i_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

Разъединитель проверяется по тем же условиям, только исключается условие проверки по отключающей способности.

9.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН подстанции (110 кВ) в цепи трансформатора ТРДН-40000/110

Ток нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора на стороне ВН подстанции (110 кВ), А,

$$I_{номВН} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (97)$$

$$I_{номВН} = 0,7 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147,14,$$

$$I_{раб.максВН} = k_3^{n/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (98)$$

$$I_{раб.максВН} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294,27$$

Выбираем к установке колонковый элегазовый выключатель ЗАР1-FG 145 (Siemens) [10] и разъединитель высоковольтный типа РГПЗ—СЭЩ – 1(2)–110/1250–УХЛ1 [11] данные и проверка которых представлены в таблице 13.

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 13 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя на ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ЗАР1-FG 145 (Siemens)	Разъединитель РГПЗ–СЭЩ – 110/1250 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 294,27$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ном} = 1250$ А
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 3,81$ кА	$I_{откл.ном} = 50$ кА	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 7,12$ кА	$i_{пр.скв} = 100$ кА	$i_{пр.скв} = 80$ кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,81^2 \cdot (0,06 + 0,027) =$ $= 1,270$ кА ² · с	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150$ кА ² · с	$I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 0,06 =$ $= 384$ кА ² · с

9.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи трансформатора ТРДН-40000/110

Ток нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора, на стороне НН подстанции (10кВ), А,

$$I_{номНН} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (99)$$

$$I_{номНН} = 0,7 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 809,25,$$

$$I_{раб.максНН} = k_3^{n/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (100)$$

$$I_{раб.максНН} = 1,4 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1618,50$$

В цепи НН трансформатора и в секционной перемычке принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ–СЭЩ–70 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ–СЭЩ–П-10-50/2000 [13]. Также в эти ячейки встроены разъединители штепсельного (втычного) типа. В разъединителях данного типа видимый разрыв обеспечивается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвигного элемента. Проверка данного разъединителя выполняется путём проверки самой ячейки (шкафа) КРУ. Паспортные данные и проверка выключателя и шкафа КРУ представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи трансформатора

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/2000	Ячейка КРУ-СЭЩ-70
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1618,50 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 12,10 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 22,80 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 128 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 12,1^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 15,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,06 = 96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель, встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ-70 удовлетворяют всем требованиям.

9.1.3 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий

Выбор оборудования в цепи КЛ будем производить по наиболее нагруженной линии (ГПП-РУ1. Токи нормального и послеаварийного режимов работы этой кабельной линии см. п. 7.

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии СЭЩ-63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10-20/630 [14]. Также в эти ячейки встроены разъединители штепсельного (втычного) типа. Проверка выключателя и разъединителя (шкафа КРУ) аналогична проверке, выполненной в п.9.3 и представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи КЛ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ-СЭЩ-10-20/630	Ячейка КРУ-СЭЩ-63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 441,27 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 12,1 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 27,9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 12,1^2 \cdot (0,06 + 0,01) = 10,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель, встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ–63 удовлетворяют всем требованиям.

9.1.4 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий печей

Токи, протекающие в КЛ 10 кВ подходящих к печам, сильно отличаются от токов, протекающих в других нагрузках.

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии СЭЩ–63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50/2000 [14]. Также в эти ячейки встроены разъединители штепсельного (втычного) типа. Проверка выключателя и разъединителя (шкафа КРУ) аналогична проверке, выполненной в п.9.3 и представлена в таблице 16

Таблица 16 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи КЛ печей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/2000	Ячейка КРУ–СЭЩ–63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1082,71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 27,9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 8,8^2 \cdot (0,06 + 0,01) = 5,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель, встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ–63 удовлетворяют всем требованиям.

9.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для преобразования первичного тока сети в стандартный ток вторичной цепи с целью подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики. Также ТТ необходимы для разделения цепей высокого и низкого напряжения для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Условия выбора трансформатора тока: [2, с. 373]

1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- 2) Условие длительного нагрева $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$;
- 3) Динамическое действие тока КЗ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.скв}}$;
- 4) Тепловой импульс тока КЗ $B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$.
- 5) Вторичная нагрузка $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$

В связи с тем, что вторичная нагрузка трансформаторов тока не известна, то проверку по данному критерию производить не будем.

9.2.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (110 кВ)

В высоковольтные вводы силовых трансформаторов на стороне ВН (110 кВ) устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВ–СЭЦ–110. [15]. Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне ВН подстанции во вводах выключателей и силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВ–СЭЦ–110
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 294,27 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$

На электродинамическую и термическую стойкость встроенные ТТ не проверяются.

Таким образом, трансформаторы тока ТВ–СЭЦ–110 удовлетворяют всем требованиям и принимаются к установке.

В цепи трансформатора ТРДН-40000/110 возле силового выключателя на стороне ВН (110 кВ) устанавливаем трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1.

Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне ВН подстанции во вводах выключателей и силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 294,27 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_{\text{y}} \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{y}} = 7,12 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
$B_{\text{К}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$	$B_{\text{К}} = 1,270 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

9.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)

В высоковольтные вводы силовых трансформаторов на стороне НН (10 кВ) устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВ–СЭЩ-10. [10]

Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне НН подстанции во вводах силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВЛ–СЭЩ–10
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб.макс} = 1618,5 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2000 \text{ А}$

Таким образом, трансформатор тока ТВ–СЭЩ–10 удовлетворяют всем требованиям и принимается к установке.

В выбранную вводную ячейку КРУ-СЭЩ-70 устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 опорные в литой изоляции. [10]

Таблица 20 – Параметры встроенных трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	2000
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{дин}$	100
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	40
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	1
Класс точности для измерения	–	0,5

Условия выбора измерительных трансформаторов тока:

По напряжению установки, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном} , \quad (101)$$

$$10 = 10$$

По длительному току, А:

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$I_{1ном} \geq I_{раб.макс} , \quad (102)$$

$$2000 > 1618,5$$

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{дин} \geq i_{уд} , \quad (103)$$

где $i_{уд.} = 22,8$ – ударный ток КЗ по расчету, кА [Таблица 12];
 $i_{дин.}$ - ток электродинамической стойкости, кА (по каталогу).

$$100 > 22,8$$

По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k , \quad (104)$$

где $B_K=15,84$ $кА^2 \cdot с$ [смотри. П 10.1.2].

$$40^2 \cdot 1 \geq 15,84 ,$$

$$1600 > 15,84$$

По вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$ [5, с.300]. Вторичная нагрузка состоит из приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов [5, с.300]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{приб} + r_k + r_{пров} , \quad (105)$$

где $r_{приб}$ - сопротивление приборов, Ом;

r_k - сопротивление контактов, Ом;

$r_{пров}$ - сопротивление проводов, Ом.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (106)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая измерительными приборами, ВА;

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

I_2
ричный номинальный ток прибора, А.

I_2
Вторичная номинальная нагрузка по каталогу для класса точности 0,5 составляет 5 В·А, которой соответствует сопротивление, Ом:

$$Z_{2ном} = \frac{5}{5^2} = 0,2$$

Соединение обмотки ТТ выполнено по схеме полной звезды. К измерительным обмоткам подключены такие приборы, как амперметр, преобразователь и счетчик активной энергии [4, стр.635].

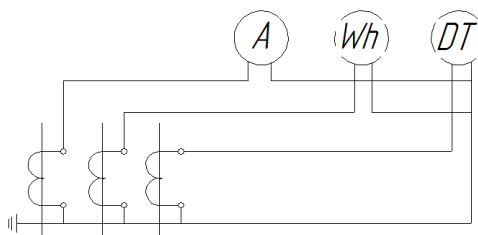


Рисунок 5 – Схема соединения измерительного трансформатора тока и приборов

Параметры данных приборов сведены в следующую таблицу 21:

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка, ВА
Амперметр	Э-335	1,0	0,5
Счетчик трехфазный	СЭТ-4ТМ.03	0,5	0,1
Измерительный преобразователь	Е-824	0,5	1,0

Общая нагрузка на вторичной стороне, исходя из таблицы 22, составляет $S_{приб} = 1,6$ ВА.

$$r_{приб} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064$$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух - трех приборах [5, с.300]. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Принимаются алюминиевые провода, так как высшее напряжение составляет 110 кВ, с удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$ Ом · мм²/м. Длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов $l = 4 - 6$ м для 10 кВ [5, с.300].

Сечение соединительных проводов определяется по выражению [5, с.300]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (107)$$

где ρ - удельное сопротивление меди, Ом · мм²/м;

$l_{расч}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока, м [5, с. 300].

Для схемы полной звезды:

$$l_{расч} = l, \quad (108)$$

где l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

$$l_{расч} = 5 \quad (109)$$

Сопротивление соединительных проводов определяется исходя из условия работы трансформатора тока при выбранном классе точности:

$$r_{приб} + r_k + r_{пров} \leq Z_{2ном} \quad (110)$$

Откуда:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (111)$$

$$r_{пров} = 0,2 - 0,064 - 0,05 = 0,086,$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 5}{0,086} = 1,65$$

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм².

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения, Ом:

$$r_{пров}^{ст} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035,$$

						Лист
					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_2 = 0,035 + 0,064 + 0,05 = 0,149 ,$$

$$0,149 < 0,2$$

Также выбор производится по следующим критериям:

По классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция соответствует рекомендациям завода-изготовителя ячейки КРУ, в которую встраивается выбранный трансформатор тока.

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям выбора.

В выбранную ячейку КРУ-СЭЩ-63 устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 опорные в литой изоляции. [10]

10 Таблица 22 – Параметры встроенных трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	400
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{дин}$	100
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	40
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	1
Класс точности для измерения	-	0,5

Условия выбора измерительных трансформаторов тока:

По напряжению установки, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном} ,$$

$$10 = 10$$

По длительному току, А:

$$I_{1ном} \geq I_{раб.макс} ,$$

$$400 > 330,63$$

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

где $i_{уд.} = 27,9$ – ударный ток КЗ по расчету, кА [Таблица 11];
 $i_{дин.}$ - ток электродинамической стойкости, кА (по каталогу).

$$100 > 27,9$$

По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K,$$

где $B_K = 10,25$ $кА^2 \cdot с$ [смотри. П9.1.3]

$$40^2 \cdot 1 \geq 10,25,$$

$$1600 > 10,25$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

Вторичная нагрузка, соответствующая для цепей измерения данного трансформатора тока, составляет, Ом:

$$Z_{2н} = 0,2$$

Соединение обмотки ТТ выполнено по схеме неполной звезды. К измерительным обмоткам подключены те же приборы, что и на вводных ячейках.

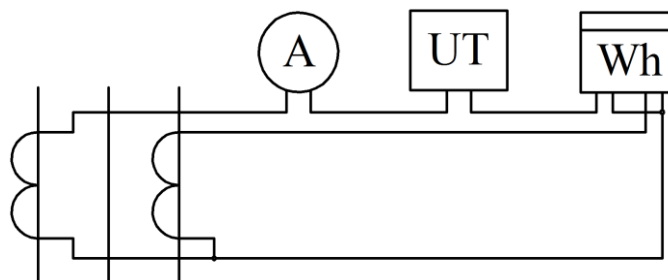


Рисунок 6 – Схема подключения трансформатора тока и приборов

Для схемы неполного треугольника:

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

$$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (112)$$

где l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов.

$$l_{расч} = 8,66$$

Сопротивление соединительных проводов определяется исходя из условия работы трансформатора тока при выбранном классе точности:

$$r_{приб} + r_k + r_{пров} \leq Z_{2ном},$$

Откуда:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k,$$

$$r_{пров} = 0,2 - 0,064 - 0,05 = 0,086,$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,086} = 2,85$$

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм^2 .

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения, Ом:

$$r_{пров}^{ст} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{4} = 0,061,$$

$$Z_2 = 0,061 + 0,064 + 0,05 = 0,175,$$

$$0,175 < 0,2$$

Также выбор производится по следующим критериям:

По классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция соответствует рекомендациям завода-изготовителя ячейки КРУ, в которую встраивается выбранный трансформатор тока.

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям выбора.

9.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

						Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам: [2, с.375]

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 \leq S_{2 ном}$.

Выберем для установки 110 кВ заземленные газонаполненные однофазные трансформаторы напряжения 3×ЗНОГ-110 УХЛ1 [13]. Параметры ТН приведены в таблице 21.

Выберем для установки 10 кВ заземленные однофазные трансформаторы напряжения опорные с литой изоляцией 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10 [10], входящие в состав КРУ. Параметры ТН приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Характеристики трансформатора напряжения 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10

Номинальное напряжение, кВ	Напряжение основной вторичной обмотки, В	Напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	Класс точности/вторичная нагрузка, В·А
10	$100/\sqrt{3}$	100 или $100/\sqrt{3}$	0,2/30 0,5/75 1/200 3/600

Проверка ТН по условиям:

По номинальному напряжению, кВ,

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном},$$

$$10=10$$

Проверка по классу точности.

Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов.

По конструкции и схеме соединения обмоток.

Требования к конструкции и схеме соединения обмоток не оговорены, поэтому проверку не производим

По вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (113)$$

Класс точности 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10 составляет 0,5 и мощность вторичной нагрузки 3×30=90 ВА. Но так как ТН соединены в трехфазную группу по схеме звезда, берем суммарную мощность всех трех фаз. [4, с.375]

Для расчета вторичной нагрузки необходимо выбрать приборы, которые приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Количество приборов	Класс точности	Нагрузка, ВА
Вольтметр	Э-335	1	1,0	0,5
Счетчик двухфазный	СЭТ-4ТМ.03	16	0,5	8×3,0
Измерительный преобразователь	Е-824	1	0,5	1,0
Итого:				25,5

Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2нагр} = 25,5,$$

$$S_{2нагр} \leq S_{ном}, \quad (114)$$

$$25,5 < 90$$

Данное условие по вторичной нагрузке выполняется.

Все требования выполнены, принимаем к установке выбранный трансформатор напряжения.

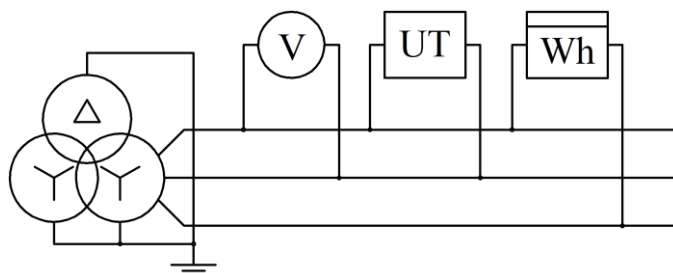


Рисунок 7 – Схема соединения измерительного трансформатора напряжения к приборам

9.4 Выбор сборных шин и ошиновок

9.4.1 Выбор гибких шин и ошиновок на стороне ВН 110 кВ

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС и жесткими алюминиевыми шинами трубчатого сечения. [2, с.186].

В КТП-СЭЩ-Б(М) 110/10(6) «Ладья» ошиновка РУ 110 кВ выполнена трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 18482-79, расположенными в один и два яруса, и сталеалюминиевым проводом гибкая ошиновка применяется для выполнения коротких перемычек и отпаек и присоединения линейных вводов к РУ 110 кВ и силовым трансформаторам.

Шины выбираем по длительно допустимому току. Сечение шин выбираются по условиям нагрева в послеаварийном режиме, т.е по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.доп}}, \quad (115)$$

где $I'_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки на расположение шин или температуру воздуха.

Исходя из значения $I_{\text{раб.макс.ВН}}=294,27$ А выбираем провод с ближайшим большим допустимым продолжительным током $I_{\text{доп}}=330$ А марки АС90/16 [20, с. 428]. Условие выбора шин по току выполняется. Далее провод необходимо проверить по условию коронирования.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при $U=35$ кВ и выше. [2, с.191]

Проверка по условию короны [2, с.191-192]:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (116)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);
 r_0 – радиус провода, см, [20, с.428].

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,91$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)}, \quad (117)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см,
 $D_{cp} = 1,26D$, (при горизонтальном расположении фаз)

где D - расстояние между фазами. Для 110 кВ $D=200$ см

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 110}{0,675 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 200}{0,675}\right)} = 23,50$$

При расположении проводов горизонтально E на среднем проводе на 7% больше, чем на крайних проводах. Провода не будут коронировать, если наибольшая E у поверхности любого провода не более $0,9 \cdot E_0$. Таким образом, условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (118)$$

$$1,07 \cdot 23,5 \leq 0,9 \cdot 33,91,$$

$$25,15 \leq 30,52$$

Таким образом провод АС 90/16 проходит по условию короны.
 Проверка на электродинамическую стойкость:

Так как $I_{кзК1} < 20$ кА, нет необходимости проверять гибкие шины на электродинамическое действие тока КЗ. [2, с.306]

Проверка на термическую стойкость:

В данном случае эта проверка не производится, вследствие того, что шины выполнены «голыми» проводами на открытом воздухе. [2, с.306]

						ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			73

9.4.2 Выбор жестких шин и ошинок на стороне ВН 110 кВ

Также помимо ошиновки гибкими шинами будет применяться ошиновка трубчатыми шинами. Выбираем алюминиевые шины трубчатого сечения наружного диаметра $D=30$ мм и внутренним диаметром $d=27$ мм с допустимым током 500 А.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right),$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 1 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,5}}\right) = 37,73$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 110}{1,5 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 200}{1,5}\right)} = 12,24,$$

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

$$1,07 \cdot 12,24 \leq 0,9 \cdot 37,73,$$

$$13,10 \leq 33,96$$

Таким образом шины проходят по условию короны.

Проверка на термическую стойкость:

В данном случае эта проверка не производится, вследствие того, что шины выполнены «голыми» проводами на открытом воздухе. [2, с.306]

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Механический расчет шин трубчатого сечения.

Условие механической прочности шин, МПа:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (119)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле, Н/м [2, с.178]:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд1}}^2}{a}, \quad (120)$$

где $i_{\text{уд1}}$ - ударный ток КЗ на шинах ВН ГПП по расчету, А [2, с. 90];
 $a=2$ - расстояние между фазами, м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(7,12 \cdot 10^3)^2}{2} = 4,39$$

Момент сопротивления для шин трубчатого сечения [2, табл. 4,1; с.179],
 см^3 ,

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}, \quad (121)$$

где $D = 3$ см; $d = 2,7$ см, [11, с.395]

$$W = \frac{\pi \cdot (3^4 - 2,7^4)}{32 \cdot 3} = 0,91$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд1}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (122)$$

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(7,12 \cdot 10^3)^2 \cdot 10^2}{0,91 \cdot 2} = 47,19$$

Допустимое напряжение не должно превышать (41 - 48) МПа [2, с.181].

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Трубчатые шины $D = 3$ см и $d = 2,7$ см удовлетворяет всем требованиям проверки.

9.4.3 Выбор жестких шин и ошинок на стороне НН 10 кВ

В распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [2, с. 175]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока, $I_{\text{раб.макс.}} = 1618,50$ А. Выбираем алюминиевые, двухполосные шины прямоугольного сечения [20, с.395].

Таблица 25 – Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм ²
1680	120×8	960

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). Учитываются также послеаварийные режимы. [2, с. 177].

$$I_{\text{раб.макс.}} \leq I'_{\text{дл.доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении плашмя или температуры воздуха, отличной от принятой.

$$1618,5 < 1680$$

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию [2, с.177]:

$$q_{\text{min}} \leq q, \quad (123)$$

где q_{min} - минимальное сечение по термической стойкости, мм²;
 q - выбранное сечение, мм².

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (124)$$

где C_T – функция [2, с.141], А·с^{1/2}/мм² ;
 B_k - тепловой импульс тока КЗ, кА²·с

$$B_k = I_{\text{кзК2}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (125)$$

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где $I_{кзКЗ}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах НН (смотри расчет токов КЗ), кА;

$t_{откл}$ - расчетная продолжительность КЗ, с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, [2, с. 110; Табл. 3.6]

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{п.в}, \quad (126)$$

где $t_{р.з}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи с учетом действия АПВ, с;

$t_{п.в}$ - полное время отключения выключателя, с.

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06,$$

$$B_k = 12,1^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 15,84,$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{15,84}}{90 \cdot 10^{-3}} = 44,22,$$

$$44,22 < 960$$

В большинстве конструкций шин условия на электродинамическую стойкость соблюдаются, поэтому согласно ПУЭ [12] не требуется проверка на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Механический расчет двухполосных шин.

Шины располагаем плашмя.

Условие механической прочности шин, МПа:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{доп},$$

где $\sigma_{доп}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

Определяем пролет l между опорными изоляторами при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц [2, с.221], м:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (127)$$

						Лист
					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;
 q – поперечное сечение шины, см².

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}, \quad (128)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 6^3}{6} = 28,8,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{28,8}{4,8 \cdot 2}} = 1,5,$$

$$l \leq \sqrt{1,5} = 1,23$$

Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Для того чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками l_{Π} выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос:

$$l_{\Pi} \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_{\Pi}}{i_y^{(3)}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_{\Pi}}{k_{\phi}}} \quad (129)$$

Механическая система две полосы – изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса. Исходя из этого величина l_{Π} выбирается еще по одному условию:

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_{\Pi}}{m_{\Pi}}}, \quad (130)$$

где a_{Π} – расстояние между осями полос, см;
 $J_{\Pi} = h \cdot b^3 / 12$ – момент инерции полосы, см⁴;
 k_{ϕ} – коэффициент формы [2, с.224. рис.4.5];
 m_{Π} – масса полосы на единицу длины, кг/м;
 E – модуль упругости материала шин [2, с.224 табл.4.2].

$$l_{II} \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{1,6}{22,8 \cdot 10^3}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,256}{0,3}} = 0,894$$

$$l_{II} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,256}{1,3}} = 0,456$$

Принимаем меньшее значение $l_{II} = 0,46$ м, тогда число прокладок в пролете :

$$n = \frac{l}{l_{II}} - 1, \quad (131)$$

$$n = \frac{1,23}{0,46} - 1 = 1,67$$

Принимаем $n = 2$

При двух прокладках в пролете расчетный пролет:

$$l_{II} = \frac{l}{n+1} \quad (132)$$

$$l_{II} = \frac{1,23}{2+1} = 0,41$$

Сила взаимодействия между полосами в пакете из двух полос, Н/м:

$$f_{II} = \frac{k_{\phi}}{4} \cdot \frac{i_{y02}^2}{b} \cdot 10^{-7}, \quad (133)$$

$$f_{II} = \frac{0,3}{4} \cdot \frac{(22,8 \cdot 10^3)^2}{0,008} \cdot 10^{-7} = 487,4$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос (шины рассматриваются как балки с равномерно распределенной нагрузкой и зашумленными концами), МПа:

$$\sigma_{II} = \frac{f_{II} \cdot l_{II}^2}{12 \cdot W_{II}}, \quad (134)$$

где W_{II} – момент сопротивления одной полосы, см³;
 l_{II} – расстояние между прокладками, м.

Момент сопротивления при расположении полос на ребро [2, табл. 4,1; с.179], см³,

$$W_{II} = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (135)$$

$$W_{II} = \frac{6 \cdot 0,8^2}{6} = 0,64,$$

$$\sigma_{II} = \frac{487,4 \cdot 0,41^2}{12 \cdot 0,64} = 10,67$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_{y02}^2, \quad (136)$$

где $l = 1,23$ – длина пролета между изоляторами, м;
 W_{ϕ} – момент сопротивления пакета шин, см³.

Момент сопротивления пакета шин при расположении шин плашмя [2, табл. 4,1; с.179], см³,

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{3}, \quad (137)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,8 \cdot 6^2}{3} = 9,6,$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,23^2}{0,25 \cdot 9,6} \cdot (22,8 \cdot 10^3)^2 = 5,67$$

Шины механические прочны, если:

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_{II} \leq \sigma_{дон} , \quad (138)$$

$$\sigma_{расч} = 5,67 + 10,67 \leq 40 ,$$

$$16,34 < 40$$

Допустимое напряжение не должно превышать (41 - 48) МПа [2, с.181].

Таким образом, шины механически прочны.

9.5 Выбор изоляторов

9.5.1 Выбор подвесных изоляторов на стороне ВН 110 кВ

Подвесные линейные стержневые полимерные изоляторы наружной установки с кремнийорганической защитной оболочкой предназначены для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередачи и в распределительных устройствах электростанций и подстанций. На стороне ВН устанавливаем изолятор ЛК–70/110УХЛ.

Проверка стержневых изоляторов осуществляется по условиям,

Напряжение установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

$$110 = 110 - \text{условие выполняется.}$$

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.2 Выбор опорных изоляторов на стороне НН 10 кВ

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Выбираем изолятор типа ОСК2—10—А—4УХЛ1 [23] опорный стержневой с материалом защитной оболочки изоляционной части из кремнийорганической резины с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{разр}=2$ кН. Выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению:

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10=10$$

По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (139)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;
 $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (140)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200,$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд2}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (141)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(22,8 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 269,8,$$

269,8 < 1200 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.3 Выбор подвесных изоляторов на стороне НН 10 кВ

Подвесные линейные стержневые полимерные изоляторы наружной установки с кремнийорганической защитной оболочкой предназначены для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередачи и в распределительных устройствах электростанций и подстанций. На стороне НН устанавливаем изолятор ЛК–70/10УХЛ.

Проверка стержневых изоляторов осуществляется по условиям,

Напряжение установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

10 = 10 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.4 Выбор проходных изоляторов на стороне НН 10 кВ

Выбираем изоляторы ИППУ-10/4000-30-А4 проходной полимерный усиленного исполнения (разрушающая нагрузка на изгиб равная 30 кН) [24]. Изоляторы предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи.

Выбор и проверка проходных изоляторов осуществляется по условиям:

Напряжение установки, кВ:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 = 10$$

По номинальному току, А:

$$I_{раб.максНН} \leq I_{ном},$$

$$1618,5 < 4000$$

По допустимой нагрузке, кН:

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000$$

Расчетная сила, действующая на опорный изолятор:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l, \quad (142)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд2}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{(22,8 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 134,9,$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$267,87 < 18000$ – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.6 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

9.6.1 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 110 кВ

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Исходные данные:

- наибольший ток короткого замыкания в месте установки ОПН, $I_{кз1} = 3,81 \text{ кА}$
- район по загрязнению II.

Условия выбора ОПН:

1) по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению [18, с.5]:

$$U_{нро} > U_{нс}, \quad (143)$$

где $U_{нс}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ

Находим наибольшее рабочее напряжение сети с пятипроцентным запасом, [18, с.5, табл. 1] кВ:

$$U_{нс} = 1,05 \cdot 72,8 = 76,44$$

Выбираем ОПН-РК-110/83-10-760 УХЛ1 фирмы ООО “Таврида электрик” [14] с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением $U_{нро} = 83 \text{ кВ}$.

$$83 > 76,44$$

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

2) По условию обеспечения взрывобезопасности [18, с.8]:

Для предотвращения взрыва покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{\text{об}}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, определяемый для точки подключения. Для данной марки ограничителя $I_{\text{об}} = 40 \text{ кА}$ [18, с. 41].

$$I_{\text{об}} \geq (1,15 - 1,2) \cdot I_{\text{кз}}, \quad (144)$$

$$40 \geq 1,2 \cdot 3,81,$$

$$40 \geq 4,57$$

По временным допустимым повышениям напряжения ОПН:

Максимальная кратность квазиустановившихся перенапряжений:

$$K_y = \frac{U_y}{U_{\text{нр.ф}}}, \quad (145)$$

$$K_y \leq 1,4 \quad (146)$$

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ, кВ,

$$U_{\text{нр}} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,03,$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{\text{нр}} = 1,4 \cdot 73,03 = 102,24$$

Кратность напряжения,

$$K_y = \frac{102,24}{83} = 1,23$$

Время в течение которого выдерживается воздействия напряжения ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1 [18, с. 17, табл 6], с,

$$t_{\text{с}} \geq t_{y \text{ ср}}, \quad (147)$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

где $t_{ycp} = 4c$ – время существования этого режима;

t_g – время, в течение которого ограничитель выдерживает воздействие этого напряжения, определяется по графику [14]

Для ОПН-РК-110/83-10-760 УХЛ1 $t_g = 1000c$, тогда

$1000 \geq 4$ – условие выполняется.

Определение защитного уровня ограничителя при грозовых перенапряжениях:

Максимальные значения отстающих перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ограничителей сетей 110 кВ должно быть не более 295 кВ. Для ОПН-РК-110/83-10-760 при грозовом импульсе 10кА $U_{ост.г} = 268кВ$, тогда

$268 \leq 295$ – условие выполняется.

5) Определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2), \quad (148)$$

где $U_{ки}$ – испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого электрооборудование, кВ;

$U_{ост.к}$ – остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока, кВ.

Для данной марки ограничителя $U_{ост.к} = 225,3кВ$ [14].

$$U_{ки} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \quad (149)$$

где $K_{И}$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием $K_{И} = 1,35$;

$K_{К}$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции $K_{К} = 1$;

$U_{исп50}$ – испытательное напряжение изоляции электрооборудования $U_{исп50} = 200кВ$,

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 381 ,$$

$$225,3 \leq 381/1,2 ,$$

$$225,3 \leq 317,5 - \text{условие выполняется.}$$

б) Выберем длину пути утечки ограничителя и его климатическое исполнение. По исходным данным степень загрязнения атмосферы относится к категории II, следовательно длина пути утечки должны быть не менее 2,00 см/кВ или $2 \text{ см} / \text{кВ} \cdot 126 \text{ кВ} = 250 \text{ см}$. Для ОПН-РК-110/83-10-760 минимальная длина пути утечки $L_{ут} = 280 \text{ см}$,

$$250 \leq 280 - \text{условие выполняется.}$$

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

Ограничитель марки ОПН-РК-110/83-10-760 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора.

9.6.2 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ

ОПН-П-10/12,0/10УХЛ1[14] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ СЭЩ-70 и КРУ СЭЩ-63.

9.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Два трансформатора с.н. устанавливаются на всех двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ. [2, с.475]. Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. [26]

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Таблица 26 – Нагрузка собственных нужд ГПП

Вид потребителя	Р, кВт	cosφ, о.е.	Кол-во	Нагрузка	
				Р, кВт	Q, кВар
Охлаждение ТРДН– 32000/110	3,3	0,85	2	6,6	4,1
Подогрев выключателей – ЗАР1-FG 145	2,4	1	2	4,8	–
Подогрев, освещение и вентиляция шкафа КРУ	1,51	1	22	33,22	–
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ	6	1	1	6	-
Освещение ОРУ 110 кВ	2	1	1	2	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	23	1	2	46	-
Подогрев приводов разъединителей РГПЗ-СЭЩ-110	0,08	1	8	0,64	-
Итого:				99,26	33,46

6.1.1 На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. [22]

6.3.1.1 На ПС напряжением 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В. [22]

6.1.2 Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше. [22]

Расчетная нагрузка определяется [2, с.475], кВ·А,

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (150)$$

где $P_{уст}$ – расчетная активная нагрузка ТСН, кВт;

k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчетах можно принять $k_c=0,8$. [2, с.475]

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{99,26^2 + 33,46^2} = 83,80$$

Мощность ТСН определяется так, кВ·А,

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{расч}}{K_{П}}, \quad (151)$$

где $K_{П}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, его можно принять равным 1,4.

$$S_{ном.т} \geq \frac{83,80}{1,4} = 59,86$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТСН-63/10.

Таблица 27 – Характеристики трансформатора ТСН - 63/10

$S_{т.ном},$ кВА	$U_{ном}^{ВН},$ кВ	$U_{ном}^{НН},$ кВ	Схема и группа соединений обмо- ток	$u_k, \%$	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт
100	10	0,4	У/У _н -0	4,0	0,26	1,45

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{n_{тр} \cdot S_{т.ном}}, \quad (152)$$

$$k_3 = \frac{83,80}{2 \cdot 63} = 0,66$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6 - 0,7). [4, с.393].

Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{т.ном}}, \quad (153)$$

$$k_3 = \frac{83,08}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,32$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,40:

$$k_{ав} \leq 1,4, \quad (154)$$

$$1,32 < 1,4$$

ТМ – 63/10 удовлетворяет всем требованиям.

6.1.5 На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии ШУОТ) трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов. [НТП]

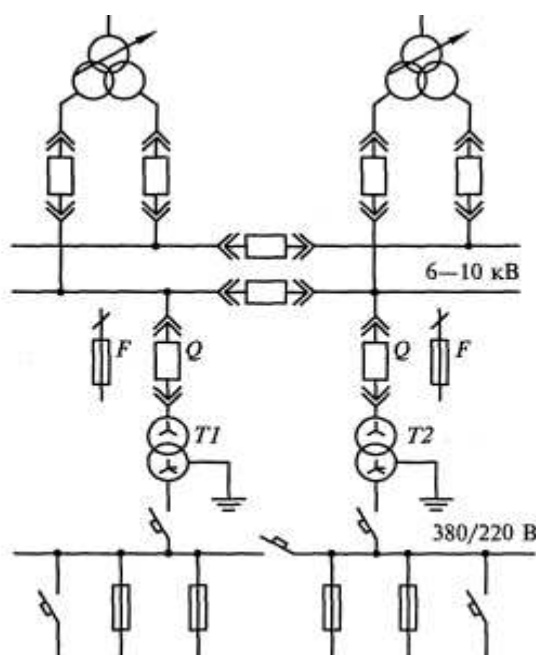


Рисунок 8 – Схема питания с.н подстанции с оперативным постоянным током

9.8 Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В

К защитным устройствам в установках ниже 1000 В относятся плавкие предохранители и автоматические воздушные выключатели. Плавкие предохранители – простейшие защитные аппараты. Автоматические выключатели – используются для защиты сети от перегрузок, коротких замыканий или снижений напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электродвигателей.

Способ соединения цеховых трансформаторов со сборными шинами РУ НН будет производиться с применением автоматических выключателей.

9.8.1 Выбор автоматических воздушных выключателей

Выбор автоматических выключателей можно разделить на следующие этапы:

										Лист
										90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения автомата $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq i_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Ток нормального и послеаварийного режимов работы цехового трансформатора, на стороне НН подстанции (0,4 кВ), А:

$$I_{номНН0,4} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (155)$$

$$I_{номНН0,4} = 0,7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 644,74,$$

$$I_{раб.максНН0,4} = k_3^{n/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (156)$$

$$I_{раб.максНН0,4} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1289$$

Исходя из максимального рабочего тока и напряжения установки выбираем автоматически выключатель ВА-СЭЦ-АС16 [12] воздушный автоматический выключатель с номинальным током 1600 А. Условия проверки данного выключателя представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Автоматический выключатель ВА-АС/16
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1289 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 8,21 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 65 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 8,62 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 65 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 8,21^2 \cdot (0,035 + 0,002) = 2,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный автоматический выключатель проходит проверку по всем условиям.

9.8.2 Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения. На напряжении 10 кВ понижающих подстанций устанавливают предохранители типа ПК.

Условия выбора предохранителей:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) По номинальному току $I_{раб} \leq I_{ном}$;
- 3) По отключающей способности $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;

Примем к установке для трансформаторов мощностью 250, 630 кВА предохранители марки ПК-10/80 [1]. Проверка данных предохранителей приведена в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 250 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 630 кВА	Каталожные данные	
			Предохранитель ПК-10/30	Предохранитель ПК-10/50
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 20,3$ А	$I_{раб.макс} = 50,54$ А	$I_{ном} = 30$ А	$I_{ном} = 50$ А
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 8,62$ кА	$I_{пт} = 8,62$ кА	$I_{откл.ном}$ не ограничен	$I_{откл.ном} = \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot 6 = 19,25$ кА
$t_B \leq t_K$	$t_{ABT} = 0,35$ с	$t_{ABT} = 0,35$ с	$t_B = 0,5$ с	$t_B = 2$ с

Плавкие вставки предохранителей выбирают с учетом отстройки их от бросков намагничивающего тока трансформатора в соответствии с ПУЭ. Максимальная мощность цехового трансформатора на заводе не более 630 кВА, значит, номинальный ток плавкой вставки предохранителя равен 75 А.

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ осуществляется по условию, с

$$t_B \geq \frac{t_{с.з} + \Delta t}{K_{II}}, \quad (157)$$

где t_B – время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с.

Для автоматического выключателя:

$$t_B \geq \frac{t_{c.3} + \Delta t}{K_{II}}, \quad (158)$$

где $t_{c.3}$ – полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя,

$t_{c.3} = 0,02 \pm 0,01$ с – для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания;

$t_{c.3}$ для предохранителей определяется по ампер-секундной характеристике;

Δt – минимальная ступень селективности, принимается для автоматов – 0,3 с, для предохранителей – 0,6 с;

K_{II} – коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева,

K_{II} принимается равным 0,9.

Ток I_{K5} приводим к напряжению 10 кВ, кА:

$$I'_{кзК5} = I_{кзК5} \cdot K_T, \quad (159)$$

$$I'_{кзК5} = 8,21 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 0,313$$

По току $I'_{кзК5}$ по ампер-секундной характеристике плавкого предохранителя на 100 А определяем время плавления плавкой вставки $t_B \approx 2$ с [1].

Для автоматического выключателя, с:

$$t_B = \frac{0,02+0,3}{0,9} = 0,35,$$

$$2 > 0,35$$

Время срабатывания предохранителя больше, чем время срабатывания автоматического выключателя, значит условие селективности соблюдается.

									Лист
									93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

10 Проверка электродвигателей на самозапуск

Самозапуск заключается в том, что при восстановлении электроснабжения после кратковременного нарушения электродвигатели восстанавливают свой нормальный режим работы. Отличительные особенности самозапуска по сравнению с обычным пуском:

- Одновременно пускается группа двигателей;
- В момент восстановления электроснабжения и начала самозапуска часть, или все электродвигатели вращаются с некоторой скоростью;
- Самозапуск обычно происходит под нагрузкой.

При кратковременном нарушении электроснабжения самозапуск допустим как для самих механизмов так и для электродвигателей.

Если невозможно обеспечить самозапуск двигателей, то в первую очередь необходимо обеспечить самозапуск для ответственных механизмов, отключение которых необходимо.

Расчет условия самозапуска синхронных двигателей:

В цехе № 5 установлены 4x1250 СД. Из справочника выбираем двигатель марки СДН15-39-6УЗ.

В цехе № 14 установлены 4x1600 СД. Из справочника выбираем двигатель марки СДН15-49-6УЗ.

Справочные данные внесем в таблицу 30.

Таблица 30 – Паспортные данные синхронных двигателей

№ цеха	S _н , кВА	P _н , кВт	U _н ,кВ	n, %	I _п /I _н	N, об/мин	cosφ
5	1316	1250	10	94,5	2	1000	0,95
14	1684	1600	10	95,2	2	1000	0,95

Номинальный ток электродвигателя, А:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (160)$$

где P_{ном} – номинальная активная мощность двигателя, кВт;
η – КПД двигателя, о.е.

$$I_{номСД1} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,945} = 80,48$$

$$I_{номСД2} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,952} = 102,26$$

Пусковой ток электродвигателя, А:

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Остаточное напряжение на шинах, от которых питаются электродвигатели, кВ:

$$U_{ост.дв} = U_{ном.дв} \cdot \frac{X_{дв.экв}}{X_{сумм.расч}}, \quad (166)$$

$$U_{ост.дв} = 10 \cdot \frac{3,95}{4,46} = 8,86,$$

$$\frac{U_{ост.дв}}{U_{ном.дв}} \cdot 100\% = \frac{8,86}{10} \cdot 100\% = 88,6\%$$

Самозапуск электродвигателя обеспечивается.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

11 Релейная защита трансформатора ТРДН-40000/110

11.1 Повреждения и ненормальные режимы работы

Основные повреждения:

- междуфазные или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызвать повреждение изоляции и токоведущих частей.

При замыкании одной из фаз на «землю» в сетях с изолированной нейтралью появляется ток замыкания на землю. Этот вид повреждения создает ненормальный режим, вызывая перенапряжения, которые могут повлечь за собой нарушение изоляции относительно земли двух неповрежденных фаз и однофазное КЗ перейдет в междуфазное.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора.

От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия на базе реле РТ-40, газовая защита и защита от замыканий на «землю» (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижение напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ и, как следствие, снижения напряжения возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается защита – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{сз} = t_{сзсм.эл} + \Delta t$.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования и, соответственно, к ускоренному износу изоляции и ее повреждению.

Так как перегрузка — это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

										Лист
										97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию поврежденных и ненормальных режимов элемента или участка энергосистемы от ее поврежденных частей.

Защита, устанавливаемая на силовом трансформаторе, должна или обеспечивать его отключение при междуфазных и витковых коротких замыканиях, а также при замыкании на землю, или подавать сигнал о ненормальном режиме работы трансформатора (перегрузке трансформатора, повышении температуры масла и т.д.).

На рассматриваемом в данном проекте трансформаторе ГПП предусматриваются следующие защиты:

- 1 От междуфазных КЗ на выводах и обмотках трансформатора - продольная дифференциальная токовая защита;
- 2 Газовая защита;
- 3 Защита от сверхтоков внешних КЗ;
- 4 Защита от технологической перегрузки

Для защиты трансформатора будем использовать шкаф релейной защиты ШЭ 2607 041 “Экра”. Методика расчета защит взята из [20]

Резервные защиты трансформаторов в микропроцессорных терминалах выполняются на тех же принципах, что и защиты на электромеханических реле. Поэтому методы расчетов микропроцессорных резервных защит, в основном, не отличаются от методов расчета электромеханических и полупроводниковых защит.

11.2 Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

Для защиты трансформатора от КЗ между фазами на землю и от замыканий витков одной фазы широкое распространение получила продольная дифференциальная защита.

Принцип действия защиты основан на сравнении величины и направления токов до и после защищаемого элемента (в данном случае трансформатора).

Расчеты выполнены по (4.1), (4.2) [20] и сведены в таблицу 31.

Таблица 31. Расчет базисных токов

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		110 кВ	10,5 кВ	10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.стор}}}$	$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,05 \text{ А}$	$I_{\text{ном.НН1}} =$	$= I_{\text{ном.НН2}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2202,04 \text{ А}$

Схема соединения трансформаторов тока	-	Y	Y	Y
Коэффициент схемы	$k_{сх.ТТ}$	1	1	1
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I	300/5	2000/5	2000/5
Базисные токи по сторонам трансформатора	$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} k_{сх}}{K_I}$	$I_{баз.ВН} = \frac{201,5 \cdot 1}{300/5} = 3,36 \text{ А}$	$I_{баз.НН1} = I_{баз.НН2} = \frac{2202,04}{2000/5} = 5,51 = 5,77 \text{ А}$	
Число витков первичных обмоток входных ТТ терминала	-	$w_1=4$	$w_1=1$	$w_1=1$

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ определяется по (4.9) и (4.10) [20], о.е.:

$$I_{д0 \text{ расч}} = k_{отс} (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{АТ}) = 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,02) = 0,364,$$

где $k_{отс} = 1,3$, о.е.;

$k_{одн} = 1$, о.е.;

$k_{пер} = 2$, о.е.;

$\varepsilon = 0,05$, о.е.;

$\Delta u_{рег} = 0,16$, о.е.;

$\Delta f_{выр} = 0,02$, о.е.;

$\Delta f_{АТ} = 0$.

Принимаем $I_{д0} = 0,4$ о.е.

Принимаем уставку начала торможения равной $I_{Т0} = 1,0$ о.е

Определяем максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ в точке К2:

$$I_{К-2}^{(3)} = 12,10 \text{ кА, приведен к } U_{НН}.$$

Ток КЗ, приведенный к $U_{ВН}$, кА:

$$I_{К-3}^{(3)} = 12,10 \cdot \frac{10,5}{115} = 1,105$$

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Максимальное значение сквозного тока при внешнем КЗ в относительных единицах по (4.14) [20], о.е:

$$I_{K\max} = \frac{I_{K\max \text{ стор}}}{K_{I \text{ стор}} \cdot I_{\text{баз.стор}}} = \frac{1105 \cdot 5}{300 \cdot 3,36} = 5,48$$

Дифференциальный ток, равный току небаланса при максимальном сквозном токе при внешнем КЗ, по (4.13) [20], о.е.:

$$I_{\text{д}} = (k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta u_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) I_{K\max} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 5,48 = 2,1$$

Тормозной ток при внешнем КЗ согласно (4.15) [20], о.е.:

$$I_{\text{т}} = \sqrt{I_{K\max} (I_{K\max} - I_{\text{д}}) \cdot \cos(180^\circ - \alpha)} = \sqrt{5,48 \cdot (5,48 - 2,1) \cdot \cos 15^\circ} = 4,23$$

Коэффициент торможения по (4.16) [20], о.е.:

$$k_{\text{т}} \geq k_{\text{отс}} \frac{I_{\text{д}} - I_{\text{д}0}}{I_{\text{т}} - I_{\text{т}0}} = 1,1 \cdot \frac{2,1 - 0,364}{4,23 - 1,0} = 0,59.$$

Принимаем $k_{\text{т}} = 0,6$. Угол наклона тормозной характеристики α будет равен $\alpha = \arctg 0,6 = 31^\circ$.

Ток торможения блокировки по (4.12) [20] равен, о.е:

$$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} k_{\text{пред.нагр}} \frac{I_{\text{ном.нагр}}}{K_{I\text{стор}} I_{\text{баз.стор}}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{201,05 \cdot 5}{300 \cdot 3,36} = 1,97.$$

Принимаем $I_{\text{т.бл}} = 2$ о.е.

Уровень блокировки по второй гармонике принимаем равным $I_{f2} / I_{f1} = 0,15$ (15 %).

По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора принимаем

$$I_{\text{отс}} = 6,5 \text{ о.е}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешнем КЗ по (4.18) [20], о.е:

									Лист
									100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{отс} = 1,5I_{Kmax} (k_{пер}k_{одн}\varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр}) = 1,5 \cdot 5,48 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 3,95$$

Принимаем $I_{отс} = 6,5$ о.е.

Чувствительность защиты при двухфазном КЗ на секции НН (точка К2).

$$k_{ч} = \frac{I_{Kmin}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2}{I_{д0} \cdot I_{баз.ВН} \cdot K_{ЛВН}} = \frac{1105 \cdot \sqrt{3} / 2}{0,364 \cdot 3,36 \cdot 300 / 5} = 2,61 > 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается $k_{ч} > 2$.

11.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

В микропроцессорных устройствах, предназначенных для защит трансформаторов («Сириус – Т», «Сириус – ТЗ», защиты фирмы «ЭКРА» и т. д.) максимальные токовые защиты (МТЗ) предусматриваются для всех сторон защищаемого трансформатора

МТЗ сторон НН

Первичный ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока с учетом самозапуска двигателей при включении секционного выключателя от устройства АВР по (4.20) [20], А:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс}k_{сзп}}{k_{в}} I_{раб.мах}$$

где $k_{сзп}$ - коэффициент самозапуска, зависит от удаленности и процентного содержания в нагрузке двигателей. Можно принять равным $4 \div 4,5$ для промышленных, $2,5$ для городских и 2 для сельских сетей (уточняется расчетом);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равен $1,2$;

$k_{в}$ - коэффициент возврата, для микропроцессорных защит равен $0,92 \div 0,95$;

$I_{раб.мах}$ - максимальный рабочий ток трансформатора в месте установки защиты.

Ток нагрузки на обмотках НН, А:

$$I_{номНН1} = I_{номНН2} = \frac{S_{ном} / 2}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}$$

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{\text{номНН1}} = I_{\text{номНН2}} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1101,02$$

Мощность трансформатора в нормальном режиме составляет $0,7S_{\text{ном}}$.

Максимальный рабочий ток с учетом АВР, А:

$$I_{\text{раб.мах}} = 0,7I_{\text{ном}} + k_{\text{сзп}} \cdot 0,7I_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{раб.мах}} = 0,7 \cdot 1101,02 + 4 \cdot 0,7 \cdot 1101,02 = 3853,57,$$

$$I_{\text{с.з.НН1}} = I_{\text{с.з.НН2}} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 3853,57 = 4972,35,$$

Чувствительность защиты определяется при двухфазном КЗ на секции в минимальном режиме (точка К2). Ток КЗ равен $I_{\text{П0-К2}} = 12,1 \text{ кА}$ (приведен к $U_{\text{НН}}$).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{П0-К2}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.НН1}}} = \frac{12100 \cdot \sqrt{3} / 2}{4972,35} = 2,1 < 1,5$$

Защита проходит по чувствительности, поэтому МТЗ стороны НН с пуском по напряжению не требуется.

Вторичный ток срабатывания МТЗ НН (уставка), А:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з.НН1}}}{K_I} = \frac{4972}{2000/5} = 12,43,$$

$$I_{\text{уст.МТЗНН1}} = I_{\text{устМТЗНН2}} = 12,43$$

Время срабатывания МТЗ НН выбирается на ступень селективности Δt больше, чем время действия защиты секционного выключателя.

Время срабатывания МТЗ секционного выключателя:

$$t_{\text{с.з.СВ}} = t_{\text{с.з.отх.прис.}} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с},$$

$$t_{\text{с.з.НН1}} = t_{\text{с.з.НН2}} = t_{\text{с.з.СВ}} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с},$$

где ступень селективности Δt принята равной 0,3 с.

										Лист
										102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

МТЗ стороны ВН

МТЗ стороны ВН выполняется с пуском по напряжению.

Первичный ток срабатывания защиты отстраивается от номинального тока трансформатора по (4.29) [20], А:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{ном.ВН} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 201,05 = 259,42$$

Чувствительность МТЗ ВН по току определяется при двухфазном КЗ на секции 10,5 кВ (Точка К2).

Ток КЗ, приведенный к напряжению $U_{ВН}$ равен, А:

$$I_{К-2}^{(3)} = 12100 \cdot \frac{10,5}{115} = 1104,78,$$

$$k_{ч} = \frac{I_{К-2min}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{1104,78 \cdot \sqrt{3} / 2}{259,42} = 3,68 > 1,5$$

Для пуска МТЗ ВН по напряжению используются два пусковых органа напряжения от защит МТЗ НН1 и МТЗ НН2.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения (подключается к трансформаторам напряжения на сторонах НН) согласно (4.30) [20], кВ:

$$U_{с.з.ВН} = 0,6U_{номНН} = 0,6 \cdot 10,5 = 6,93$$

Уставка по напряжению, В:

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з}}{K_U} = \frac{6,93 \cdot 10^3}{10500/100} = 60$$

Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности по (4.32) [20] равно, кВ:

$$U_{2с.з.} = 0,06U_{ном} = 0,06 \cdot 10,5 = 0,63,$$

$$U_{2с.р.} = \frac{U_{2с.з.}}{K_U} = \frac{0,63 \cdot 10^3}{10500/100} = 6 \text{ В}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ ВН равен, А:

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{\text{с.р.ВН}} = \frac{I_{\text{с.з.ВН}}}{K_{\text{IВН}}} = \frac{259,42}{300/5} = 4,32 ,$$

$$I_{\text{уст.МТЗ ВН}} = 4,32$$

Время срабатывания МТЗ ВН выбирается на ступень селективности Δt больше, чем время действия защиты стороны НН

$$t_{\text{с.з.ВН}} = t_{\text{с.з.НН}} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

11.4 Защита от технологических перегрузок

На понижающем трансформаторе с расщепленной обмоткой стороны НН защита от перегрузки устанавливается на каждом вводе стороны НН и на стороне ВН трансформатора.

Защита от перегрузки стороны НН (подключается к трансформаторам тока стороны НН), А:

$$I_{\text{с.з.НН1}} = I_{\text{с.з.НН2}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.НН}} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 1101,02 = 1420,67$$

Защита от перегрузки стороны ВН (подключается к трансформаторам тока стороны ВН), А:

$$I_{\text{с.з.ВН}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.ВН}} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 201,05 = 259,42 ,$$

где коэффициент отстройки принят равным $k_{\text{отс}} = 1,2$; коэффициент возврата $k_{\text{в}} = 0,93$.

Уставки защиты, А:

$$I_{\text{с.р.НН1}} = I_{\text{с.р.НН2}} = \frac{I_{\text{с.з.НН}}}{K_{\text{IНН}}} = \frac{1420,67}{2000/5} = 3,55 ,$$

$$I_{\text{с.р.ВН}} = \frac{I_{\text{с.з.ВН}}}{K_{\text{IВН}}} = \frac{259,42}{300/5} = 4,32$$

Защиты от перегрузки действуют на сигнал с выдержкой времени 9 с.

										Лист
										104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

11.5 Газовая защита на базе реле РГТ-80

Согласно ПУЭ газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью выше 1000 кВ·А.

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов.

Основными достоинствами газовой защиты являются: простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или на отключение в зависимости от размеров повреждения. В нашем случае газовая защита срабатывает на отключение трансформатора.

Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специальной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движение масла.

Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходящий газ и поток масла, устремляющиеся в расширитель при повреждениях в трансформаторе.

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора от повреждений его обмоток и особенно при витковых замыканиях, на которые дифференциальная защита реагирует только при большого числа витков, а максимальная защита не реагирует совсем.

В настоящее время все трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше поставляются вместе с газовой защитой.

Газовая защита не действует при повреждениях на выводах трансформатора и должна выводиться из действия, когда имеется опасность выделения воздуха в кожухе трансформатора (т.е. после доливки масла, ремонта трансформатора и включения его вновь).

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

12 Расчет заземляющего устройства

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок 1 кВ и выше сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5$ Ом или допустимого напряжения прикосновения.

Один из методов расчёта – замена сложного заземлителя расчетной квадратной моделью при условии равенства их площадей S , общей длины ЛГ горизонтальных проводников, глубины их заложения t , числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

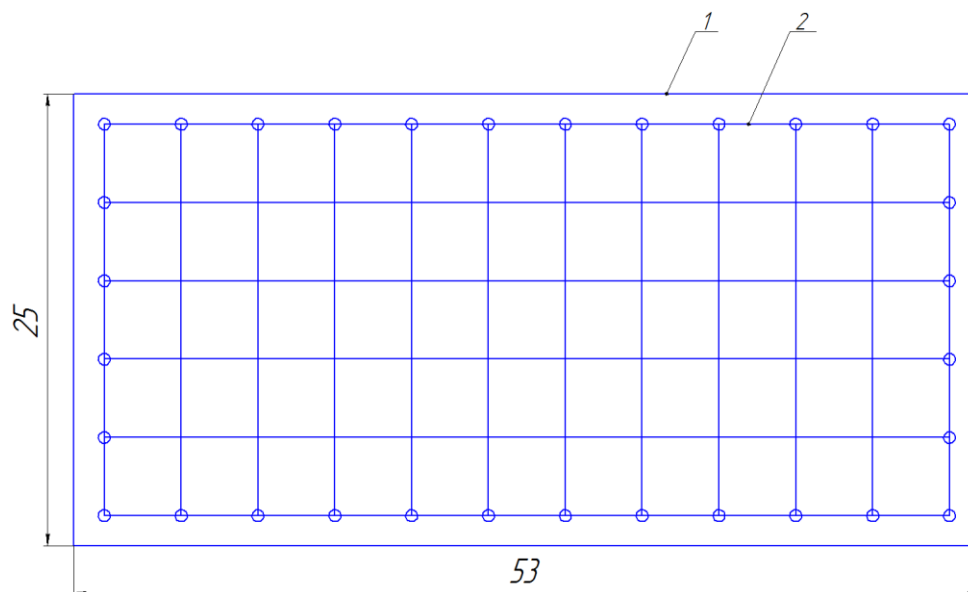


Рисунок 9 – План заземляющего устройства: 1 – ограждение подстанции; 2 – заземляющее устройство подстанции

Определим расчетную длительность воздействия однофазного КЗ, с:

$$\tau_B = t_{p,z} + t_{отк,B}, \quad (167)$$

где $t_{p,z}$ – время действия релейной защиты, с;
 $t_{отк,B}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$\tau_B = 0,12 + 0,05 = 0,17$$

По [2, с. 596] с учетом длительности воздействия определяем допустимое напряжение прикосновения $U_{п,доп} = 400$ В.

В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 . Величины ρ_1 , ρ_2 , h определяются на основе замеров. По [2] принимаем $\rho_1 = 500$ Ом·м (песок); $\rho_2 = 100$ Ом·м (суглинок), $h = 2$ м.

Определим коэффициент прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (168)$$

где $l_B = 5$ длина вертикального заземлителя, м;

$L_{\Gamma} = 387$ длина горизонтальных заземлителей, м;

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

$S = 1325$ площадь заземляющего устройства, м²;

$M = 0,75$ параметр, зависящий от ρ_1 / ρ_2 ;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{ч}$ и сопротивлению растекания тока от ступней R_C :

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_C}, \quad (169)$$

где $R_{ч} = 1000$ Ом – сопротивление тела человека;

$R_C = 1,5 \cdot \rho_1$ – сопротивление ступни человека.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57,$$

$$k_{II} = \frac{0,75 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 618}{5 \cdot \sqrt{25 \cdot 53}}\right)^{0,45}} = 0,12$$

Потенциал на заземлителе, В:

$$U_3 = \frac{U_{пр. доп}}{k_{II}}, \quad (170)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,12} = 3333$$

Что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (171)$$

									Лист
									107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, А:

$$I_3 = (0,4 - 0,6) \cdot I_{кзК1}, \quad (172)$$

$$I_3 = 0,5 \cdot 2139 = 1069,5,$$

$$R_{3,доп} \leq \frac{3333}{1069,5} = 3,12$$

Для дальнейшего расчета заменяется сложный действительный заземлитель подстанции на более простую квадратную расчетную модель. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели.

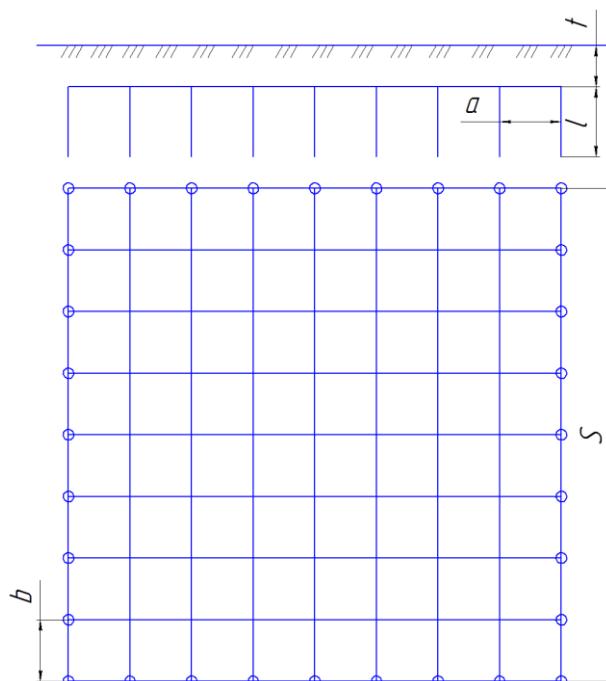


Рисунок 10 – Расчетная модель

Длина стороны модели равна, м:

$$\sqrt{S} = \sqrt{25 \cdot 53} = 36,4$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (173)$$

										Лист
										108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$m = \frac{618}{2 \cdot 36,4} - 1 = 7,49$$

Принимаем $m = 8$.

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (174)$$

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot 36,4 \cdot (8 + 1) = 655,2$$

Длина сторон ячейки, м:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (175)$$

$$b = \frac{36,4}{8} = 4,55$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при $a/l_B = 1$:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B}, \quad (176)$$

$$n_B = \frac{36,4 \cdot 4}{5} = 29,12$$

Принимаем $n_B = 29$.

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_B = l_B \cdot n_B, \quad (177)$$

$$L_B = 5 \cdot 29 = 145$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{36,4} = 0,157 \geq 0,1,$$

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (178)$$

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{5+0,7}{36,4}) = 0,346 ,$$

По [2] для $\rho_1/\rho_2 = 5$, $a/l_B = 1$,

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26 ,$$

Определяем $\rho_{\text{э}}/\rho_2 = 1,22$, тогда $\rho_{\text{э}} = 1,22 \cdot \rho_2 = 1,22 \cdot 100 = 122 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Общее сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_r + L_B}, \quad (179)$$

$$R_3 = 0,346 \cdot \frac{122}{36,4} + \frac{122}{655,2 + 145} = 1,312$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого, Ом:

$$R_3 \leq R_{3,\text{дон}},$$

$$1,31 < 3,12$$

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (180)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 1069,5 \cdot 1,312 = 168,38$$

Что меньше допустимого 400 В.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

13 Расчет молниезащиты

Молниезащитная система (МЗС) – это комплекс защитных мероприятий, предназначенный для обеспечения надежной работы оборудования, безопасности людей, сохранности зданий с сооружений при грозовых воздействиях.

Электрические станции и подстанции по [] относятся к специальным объектам и по отраслевому руководящему документу РД 153 – 34.3 – 35.125 – 99, вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0.995 [].

Защита оборудования открытых распределительных устройств (ОРУ) от ПУМ обеспечивается стержневыми и тросовыми молниеотводами. Последние в основном используются для защиты ошиновки очень большой протяженности.

Стержневые молниеотводы выполняют в виде вертикальных металлических стержней (молниеприемников), возвышающихся над защищаемыми объектами, соединенных с заземлителем. Минимальные сечения молниеприемников: для стали – 50 мм², алюминия – 70 мм² и меди – 35 мм² [1].

Защитное действие молниеотводов связано с избирательной поражаемостью молнией высоких объектов. Зоной защиты молниеотвода называют пространство вокруг молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины.

Выявляем объект, требующий защиты от ударов молнии, имеющий наибольшую высоту на ОРУ $h_x = 11,35$ м.

$h_x = 11,35$ м – высота защищаемого оборудования (гибкие шины);

$h = 19$ м – высота молниеотвода для 110 кВ;

$h_a = h - h_x$ – высота активной части молниеотвода;

$a_1 = 23,5$ м – расстояние между молниеотводами;

$a_2 = 27,8$ м – расстояние между молниеотводами;

r_x – зона защиты одиночного молниеотвода.

Выбираем наибольший прямоугольник, образованный точками установки молниеотводов на рис.17.1 это точки 1-2-3-4. Размеры прямоугольника 27,8 x 23,5 м.

Определяем по размерам этого прямоугольника длину диагонали L_{1-5} , м²:

$$L_{1-4} = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (181)$$

$$L_{1-4} = \sqrt{23,5^2 + 27,8^2} = 36,4$$

Для надежности защиты 0,995

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$L_{\max} = 4,35 \cdot h, \quad (182)$$

$$L_{\max} = 4,35 \cdot 19 = 82,7,$$

$$L_C = 2,25 \cdot h, \quad (183)$$

$$L_C = 2,25 \cdot 19 = 42,8$$

В соответствии с условием, м:

$$L_{1-4} \leq L_C \leq L_{\max}, \quad (184)$$

$$16,8 < 42,8 < 82,7$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (185)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2$$

Высота расположения минимальной зоны, м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (186)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 19 = 16,2$$

Находим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте шин $h_x = 11,35$ м, м

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (187)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot \left(19 - \frac{11,35}{0,85} \right) = 6$$

Зона защиты двойного молниеотвода имеет следующие размеры при $L > h$:

$$h_C = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (188)$$

$$h_C = 16,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (36,4 - 19) = 13,1,$$

										Лист
										112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (189)$$

$$r_{cx} = 20,2 \cdot \frac{13,1 - 11,35}{13,1} = 2,75$$

Предельная высота молниеотвода h_{II} , обеспечивающая отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{1-4} , для вероятности защиты $P_z=0.995$:

$$h_{II} = \frac{42,8}{2,25} = 19$$

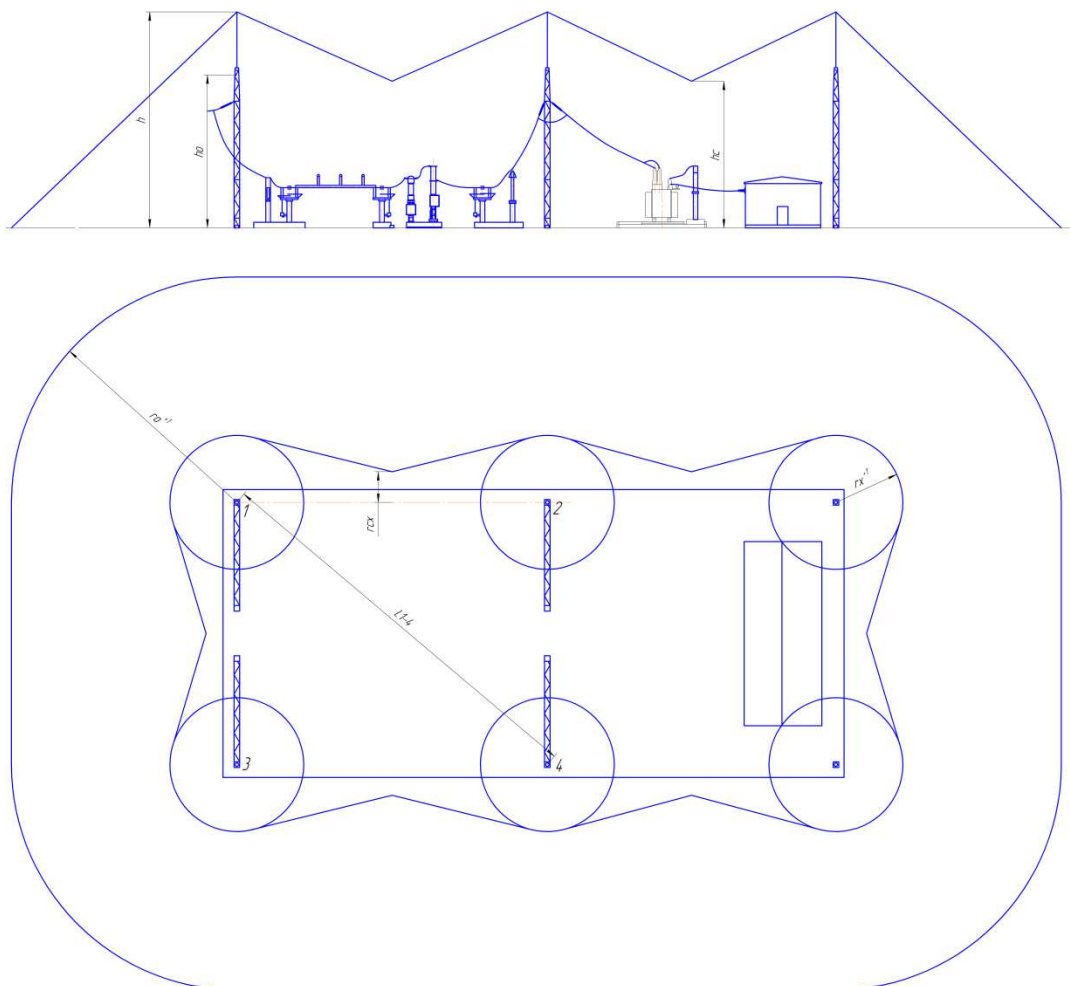


Рисунок 11 – Зона защиты шести стержневых молниеотводов на высоте h_x и h_0

										Лист
										113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

Расчет показал, что на данном ГПП необходима установка 6 молниеотводов каждый высотой 19 метров. Расположение молниеотводов показано на рисунке.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

14 Электробезопасность. Текущий ремонт трансформаторов 10-500 кВ

3. Требования безопасности

3.1 Перед началом выполнения работ по текущему ремонту силовых трансформаторов необходимо оформить наряд-допуск для работы в электроустановках в соответствии с установленным на порядке и передать его оперативному персоналу для подготовки рабочего места.

3.2 Работы производятся соответствующим ремонтным персоналом, допущенным к данному виду работ, изучившим настоящую технологическую инструкцию.

3.3 Руководитель работ, производитель и допускающий перед началом работ проверяют правильность и качество подготовки рабочего места, правильность проведения организационных и технических мероприятий, направленных на безопасное проведение работ.

3.4 Перед началом работ рабочая зона должна быть убрана от посторонних предметов, на рабочих местах должны быть размещены необходимые: инструмент и оснастка.

3.5 При выполнении работ ремонтный персонал должен руководствоваться правилами охраны труда, указанными в таблице 1.1.

3.6 Рабочая зона должна быть освещена в соответствии с действующими правилами производства работ на АЭС.

3.7 На ОРУ и ВЛ с напряжением – 330 кВ и выше должна быть обеспечена защита рабочего персонала от биологически активного электрического поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека и вызывать появление электрических разрядов при прикосновении к заземленным или изолированным от земли электропроводящим объектам.

3.8 Допустимая напряженность неискаженного электрического поля составляет 5 кВ/м. При напряженности электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ/м (работа в зоне влияния электрического поля) необходимо применять средства защиты или защиту временем.

3.9 При уровне напряженности ЭП свыше 5 до 20 кВ/м допустимое время пребывания персонала рассчитывается по формуле:

$T = 50/E - 2$, где E - уровень напряженности действующего ЭП, кВ/м;
T - допустимое время пребывания персонала, ч.

3.10 Машины и механизмы на пневмоколесном ходу, находящиеся в зоне влияния электрического поля, должны быть заземлены. При их передвижении в этой зоне для снятия наведенного потенциала следует применять металлическую цепь, присоединенную к шасси или кузову и касающуюся земли.

3.11 При необходимости в наряде-допуске для работы в электроустановках указываются дополнительные меры безопасности при работе в зоне влияния электрического поля в строке «Отдельные указания».

3.12 Перед началом работ оперативному персоналу произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению выключателя (разобрать цепи оперативного тока).

										Лист
										115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

3.13 Вывесить запрещающие плакаты «Не включать! Работают люди» на ключах дистанционного управления выключателем.

3.14 Проверить отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током.

3.15 Установить заземления (включить заземляющие ножи). Вывесить указательные плакаты «Заземлено».

3.16 При работе на участках отключенных токоведущих частей электроустановок для снятия наведенного потенциала они должны быть заземлены. Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям без средств защиты не допускается. Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, также должны быть заземлены.

3.17 В электроустановках должны быть вывешены плакаты «Заземлено» на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

3.18 Оградить рабочее место сигнальной лентой (при необходимости) и вывесить на ограждение плакаты безопасности «Стой! Напряжение» лицевой стороной внутрь. На каждой фазе разъединителя вывесить плакаты «Работать здесь».

3.19 При необходимости, в зоне расположения ремонтируемого оборудования произвести вырубку кустарниковой растительности.

3.20 При работе, выполняемой с применением подъемника, подъемник должен быть заземлен медным, гибким проводником сечением не менее 16 мм².

3.21 При работе с автоподъемника запрещается приближать люльку к соседним шинам на следующее соответствующее напряжению расстояние:

-U=110 кВ < 1,5 м;

-U=220 кВ < 2,5 м;

-U=500 кВ < 4,5 м;

3.22 Измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

3.23 Измерять сопротивление изоляции мегаомметром может работник, имеющий группу III.

3.24 При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

3.25 При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует

										Лист
										116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

3.26 При ремонте изоляторов недопустимо применение нагревательных методов резки болтовых соединений и острых режущих предметов.

3.27 Запрещается к изоляторам приставлять лестницу или крепить на них монтажные пояса.

3.28 Перед началом разборки любого соединения его необходимо протереть и при необходимости промыть моющим составом.

3.29 При разборке сборочных единиц, имеющих сжатые пружины, необходимо пользоваться соответствующими приспособлениями и соблюдать осторожность.

3.30 При разборке и сборке оборудования следует пользоваться только исправным стандартным и специальным инструментом. Запрещается при затяжке болтов и гаек наращивать ключи трубами.

3.31 Не допускать при разборке нанесения ударов по деталям. Не пользоваться зубилом и молотком для отвинчивания гаек и болтов.

3.32 При разборке и сборке силовых трансформаторов необходимо следить за чистотой рабочей зоны и принимать все меры, предупреждающие возможность повреждения рабочих поверхностей деталей.

3.33 Снятые узлы, элементы и детали оборудования должны быть уложены в специальные контейнеры, покрытые чистой бумагой, или уложены на деревянные подкладки для исключения повреждения.

3.34 Отдельные мелкие детали оборудования (крепеж, прокладки, болты, шпильки) должны складываться в специальные поддоны для предотвращения случайного попадания во внутренние полости.

3.35 В процессе слива и залива трансформаторного масла в силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше вводы трансформаторов должны быть заземлены во избежание появления на них электростатического заряда.

3.36 Перед осмотром детали, требующие очистки от старой смазки и грязи необходимо промыть нефтяным растворителем «Нефрас-С2-80/120».

3.37 При осмотре деталей, сборочных единиц после разборки, необходимо установить их состояние, характер приработки, при необходимости определить размеры деталей, зазоры в трущихся парах, то есть провести их полную дефектацию согласно приложению 1 настоящей ТИ.

3.38 Подготовку к ремонту вращающихся механизмов следует осуществлять согласно условиям производства работ, указанным в наряде. При этом механизм должен быть остановлен. Напряжение с электродвигателя механизма и электроприводов арматуры необходимо снять, а питающий кабель электродвигателя заземлить.

3.39 При одновременной работе на вращающемся механизме и электродвигателе муфта должна быть расцеплена. Расцепление муфты производится ремонтным персоналом по наряду на ремонт вращающегося механизма.

										Лист
										117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

3.54 Каждую смену, по окончании работ, производитель работ обязан организовать уборку рабочего места. По окончании рабочего дня и на выходные дни запрещается оставлять на рабочем месте инструмент, приспособления, ветошь. При ремонте производитель (руководитель) работ должен обращать особое внимание ремонтного персонала на соблюдение мероприятий, исключающих попадание в оборудование посторонних предметов.

3.55 Перед пуском вращающегося механизма, в том числе и перед опробованием, должна быть собрана муфта сцепления, установлены все ограждения движущихся частей, сняты знаки безопасности, убран инструмент и материалы и выведены люди с места работ.

3.56 После опробования механизма (при необходимости продолжения работ на нем) рабочее место вновь подготавливается согласно условиям проведения работ, указанным в наряде-допуске.

3.57 Производитель работ обязан осуществлять постоянный контроль выполнения всеми членами бригады требований, указанных в данной инструкции.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте был произведен расчет электрических нагрузок предприятия и определен центр электрических нагрузок. Для решения вопроса о схеме внешнего электроснабжения было произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия. Также был произведен расчёт токов короткого замыкания и выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения.

В результате проведенных расчетов была разработана система электроснабжения деревообрабатывающего комбината, отвечающая всем необходимым требованиям по качеству и надежности электроснабжения.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : учеб. Пособие по курсовому проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.

2 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции [Текст]: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2013. – 448 с.

3 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст]: Справочные материалы для проектирования электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. – Москва: ЭНАС, 2012 – 212 с.

4 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС»

5 Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : учеб. Пособие по дипломному проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Т. П. Рубан, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (3 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.

6 Конденсаторные установки УКЛ 56-10,5-1800У3// Электротехнический завод «СлавЭнерго», – Режим доступа: <http://www.em.dn.ua/>

7 Силовые трансформаторы//АБС Электро, - Режим доступа: <http://www.vniir.ru/production/cat/cat/abs-vniir-trans.pdf>

8 Силовые кабели на 10 кВ//ОАО «Электрокабель» Кальчугинский завод, - Режим доступа: <http://pvkom.ru/UserFiles/File/katalog/cabelsil4.pdf>

9 Силовые кабели на 0,4 кВ//«Энергокомплект» каталог кабельнопроводниковой продукции, - Режим доступа: <http://baltcable.spb.ru/catalogs/energo.pdf>

10 Оборудование // ЗАО «Электрощит Самара». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

11 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: ЭнергATOMиздат, 1989. – 608 с.

12 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 октября 2010г. – Москва: КНОРУС, 2010. – 330 с.

13 Оборудование // ЗАО “ZETO” «Завод электротехнического оборудования». – Московская область, г.Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

14 Таврида Электрик ОПН. – Режим доступа: https://www.tavrida.com/upload/iblock/831/sa_all_technical_information.pdf

15 РД 34.09.208 Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ, - Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_10735.htm

										Лист
										121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

16 Технологический процесс переплавки редкоземельных металлов. – Режим доступа: <http://promplace.ru/dobycha-i-poluchenie-metall-ov-staty/proizvodstvo-medi-1460.htm>

17 Печные трансформаторы. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>

18 Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: Метод. Указания по курсовому и дипломному проектированию / Сост. С.А. Тимофеев. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 50 с.

19 Силовые трансформаторы 110 кВ // ООО «Тольяттинский Трансформатор», - Режим доступа: <https://www.gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2015/10/27/ООО%20«Тольяттинский%20Трансформатор».pdf>

20. Микропроцессорные устройства релейной защиты элементов энергетической системы. Учебное пособие. г. Самара: Самарский государственный технический университет, 2012. 98 с.

										Лист
										122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов КЗ в программе RastrWin3

	O	S	s0	Номер	Название	№ API
1	<input type="checkbox"/>			2	AT_ВН	
2	<input type="checkbox"/>			3	AT_Н	
3	<input type="checkbox"/>			4	AT_СН	
4	<input checked="" type="checkbox"/>			5	ТР1_ВН	
5	<input type="checkbox"/>			6	ТР1_Н	
6	<input checked="" type="checkbox"/>			7	ТР1_НН	
7	<input checked="" type="checkbox"/>			8	ЦТ_ВН	
8	<input checked="" type="checkbox"/>			10	СД1	
9	<input type="checkbox"/>			11	СД2	
10	<input type="checkbox"/>			12	ТР1_НН'	
11	<input checked="" type="checkbox"/>			13	ЦТ_ВН	

Рисунок А.1 Таблица исходных данных “Узлы”

	N	Название	N узла	r	x	E
1	1	Система	2	0,100	4,762	1,730
2	2	СД1	8	7,920	316,700	1,905
3	3	СД2	9	9,500	380,000	1,905

Рисунок А.2 Таблица исходных данных “Генератор”

	О	Тип	N_нач	N_кон	R	X	Название	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	3	0,25	10,00	АТ_ВН - АТ_Н	
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	4		-1,20	АТ_Н - АТ_СН	1,000
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4	5	0,23	0,39	АТ_СН - ТР1_ВН	
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	6	0,11	3,28	ТР1_ВН - ТР1_Н	1,000
5	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	7	1,53	45,94	ТР1_Н - ТР1_НН	
6	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	10	3,94	0,47	ТР1_НН - СД1	
7	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11	5,63	2,25	ТР1_НН - СД2	
8	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	8	11,42	1,35	ТР1_НН - ЦТ_ВН	
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р	6	12	1,53	45,94	ТР1_Н - ТР1_НН'	1,000
10	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	13	0,17	0,64	ТР1_НН' - ЦТ_ВН	
	<input type="checkbox"/>							

Рисунок А.3 Таблица исходных данных “Ветви”

Растр Макро - Расчет в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ.rbs

Файл Правка

```

!!!trying calc node -> 10
*****
*****
!!!trying calc node -> 13
*****
*****
|-----|
[ 5 ][ TP1_ВН ]
|----- < Шунт > -----
Z1= 0,542+j13,129
----- < 3φ > -----
I_1 = 0,076/_ -87,584 |
|-----|
|-----|
[ 7 ][ TP1_НН ]
|----- < Шунт > -----
Z1= 1,667+j46,299
----- < 3φ > -----
I_1 = 0,022/_ -87,724
|-----|
|-----|
[ 8 ][ ЦТ_ВН ]
|----- < Шунт > -----
Z1= 4,446+j46,671
----- < 3φ > -----
I_1 = 0,022/_ -80,017
|-----|
|-----|
[ 10 ][ СД1 ]
|----- < Шунт > -----
Z1= 13,087+j47,649
----- < 3φ > -----
I_1 = 0,022/_ -83,526
|-----|
|-----|
[ 13 ][ ЦТ_ВН ]
|----- < Шунт > -----
Z1= 2,372+j63,033
----- < 3φ > -----
I_1 = 0,016/_ -87,841
|-----|

```

Пуск
Очистить
Закреть

Рисунок А.4 Результат расчета токов трехфазного короткого замыкания

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический

институт

Электротехнические комплексы и системы

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Пантелеев
подпись инициалы, фамилия

« 8 » 08 2018 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

13.03.02.07 «Электроснабжение»

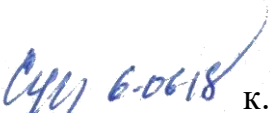
код и наименование специальности

Электроснабжение завода редкоземельных металлов

тема

Пояснительная записка

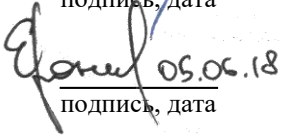
Руководитель


подпись, дата

К.Т.Н. доцент
должность, ученая степень

А.В. Суворин
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Ю.П. Еронин
инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Студенту _____ Еронину Юрию Петровичу _____

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ-14-05Б Направление (специальность): 13.03.02.07

номер

код

«Электроснабжение»

наименование специальности

Тема дипломного проекта:

Электроснабжение завода редкоземельных металлов

Утверждена приказом по университету № 2539 / е от 20.02.2018г.

Руководитель: _____ А.В. Суворин, доцент, к.т.н., ПИ СФУ _____

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для дипломного проекта: _____

1. Схема генерального плана завода, генплан;

2. Сведения об электрических нагрузках завода;

3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два автотрансформатора мощностью по 125 МВА, напряжением 230/115/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность КЗ, на стороне 220 кВ равна 2100 МВА.

4. Режим работы предприятия (завод работает в две смены);

5. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 1,2 км.

Перечень разделов дипломного проекта: 1. Содержание расчетнопояснительной записки; 2. Введение; 3. Описание технологического процесса; 4. Расчет электрических нагрузок; 5. Проектирование систем внешнего электроснабжения; 6. Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов; 8. Компенсация реактивной мощности; 9. Выбор кабельных линий; 10. Расчет токов короткого замыкания; 11. Выбор электрооборудования; 12. Самозапуск двигателей; 13. Расчет релейной защиты трансформатора ГПП; 14. Расчет молниезащиты и заземляющих устройств; 15. Электробезопасность проекта.

Перечень графического материала: 1. Генплан предприятия с картограммой нагрузок; 2. Сравнение вариантов внешнего электроснабжения; 3. Однолинейная схема электроснабжения; 4. План и разрез ГПП; 5. Релейная защита силового трансформатора; 6. ТЭП системы электроснабжения;

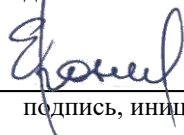
Руководитель


подпись

А.В. Суворин

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению


подпись, инициалы, фамилия студента

Ю.П. Еронин

«05» 05 2018 г.

									Лист
									2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Таблица 1 – Электрические нагрузки завода редкоземельных металлов

Наименование	Установленная мощность, кВт
	Суммарная
1. Гараж	250
2. Столовая	350
3. Заводуправление	80
4. ЦЗЛ и СКБ	370
5. Компрессорная: а) 0,4 кВ, б) синхронные двигатели 10 кВ	500 4x1250
6. Цех электропечей №1: а) 0,4 кВ, б) электродуговые печи 30 т	3700 14400
7. Кузнечно-механический цех	500
8. Электроремонтный цех	280
9. Склад оборудования	120
10. Склад кварцита, кокса	400
11. Цех дробления и подготовки шихты	890
12. Цех электропечей №2: а) 0,4 кВ, б) электродуговые печи 20 т	2000 9000
13. Цех электропечей №3: а) 0,4 кВ, б) электродуговые печи 25 т	1700 14400
14. Насосная: а) 0,4 кВ, б) синхронные двигатели 10 кВ	1000 4x1500
15. Склад оборудования запасных частей	320

Освещение цехов и территории завода определить по площади.

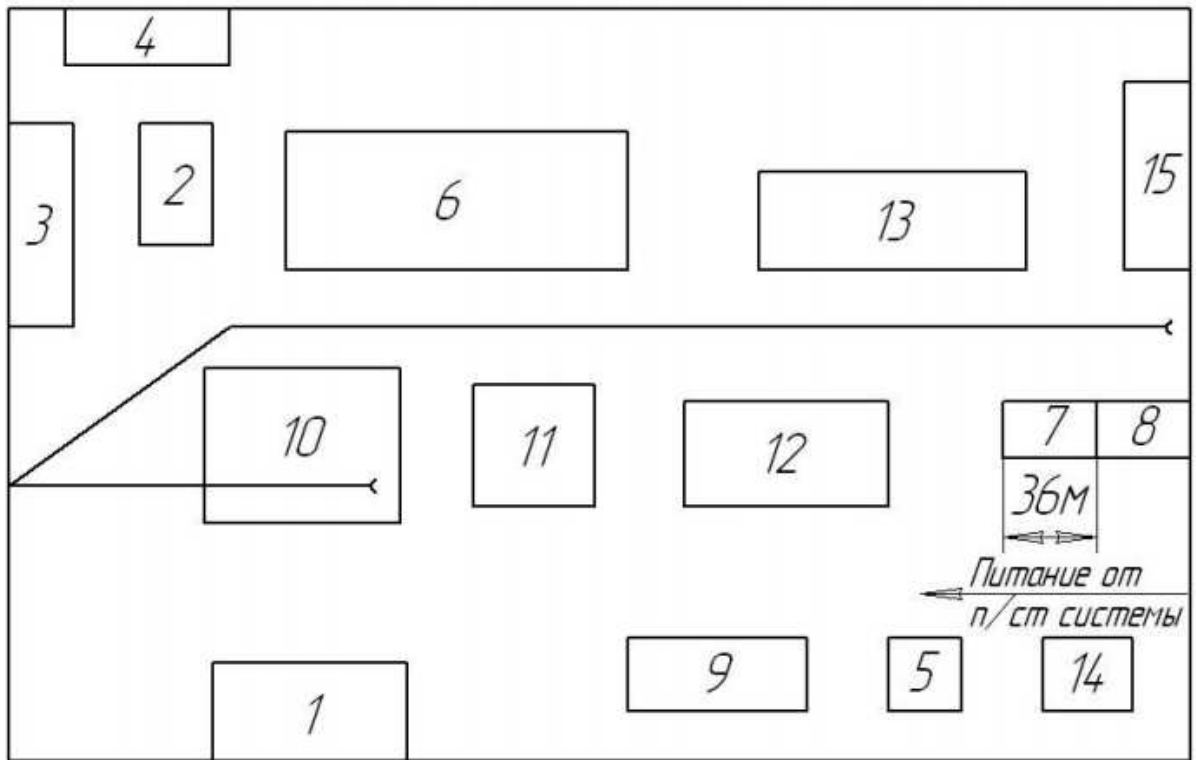


Рисунок 1 – Схема генерального плана комбината

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Краткая характеристика технологических процессов комбината	10
2 Расчёт электрических нагрузок	11
2.1 Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	12
2.2 Определение расчетной нагрузки комбината в целом	15
3 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок	18
4 Проектирование системы внешнего электроснабжения	22
4.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия	22
4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	22
4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции	23
4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономическое сравнения	25
4.5 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ	25
4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ	25
4.5.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	27
4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	29
4.6 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 220 кВ	31
4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ	31
4.6.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	32
4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	34
5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	37
6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ	41
7 Выбор кабельных линий	43

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

7.1	Выбор кабельных линий 10 кВ	43
7.2	Выбор кабельных линий 0,4 кВ	46
8	Расчет токов короткого замыкания	49
8.1	Выбор базисных условий	49
8.2	Расчёт параметров схемы замещения	50
9	Выбор оборудования	58
9.1	Выбора выключателей и разъединителей	58
9.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН подстанции (110 кВ) в цепи трансформатора ТРДН-40000/110	58
9.1.2	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи трансформатора ТРДН-40000/110	59
9.1.3	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий	60
9.1.4	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий печей	61
9.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	61
9.2.1	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (110 кВ)	62
9.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)	63
9.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	69
9.4	Выбор сборных шин и ошинок	72
9.4.1	Выбор гибких шин и ошинок на стороне ВН 110 кВ	72
9.4.2	Выбор жестких шин и ошинок на стороне ВН 110 кВ	74
9.4.3	Выбор жестких шин и ошинок на стороне НН 10 кВ	76
9.5	Выбор изоляторов	81
9.5.1	Выбор подвесных изоляторов на стороне ВН 110 кВ	81
9.5.2	Выбор опорных изоляторов на стороне НН 10 кВ	81
9.5.3	Выбор подвесных изоляторов на стороне НН 10 кВ	82
9.5.4	Выбор проходных изоляторов на стороне НН 10 кВ	83
9.6	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)	84
9.6.1	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 110 кВ	84
9.6.2	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ	87
9.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	87
9.8	Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В	90

9.8.1	Выбор автоматических воздушных выключателей	90
9.8.2	Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора	92
10	Проверка электродвигателей на самозапуск	94
11	Релейная защита трансформатора ТРДН-40000/110	97
11.1	Повреждения и ненормальные режимы работы	97
11.2	Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора	98
11.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ	101
11.4	Защита от технологических перегрузок	104
11.5	Газовая защита на базе реле РГТ-80	105
12	Расчет заземляющего устройства	106
13	Расчет молниезащиты	111
14	Электробезопасность. Текущий ремонт трансформаторов 10-500 кВ	115
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	121
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	123

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества. Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия заключаются в оптимизации параметров этой системы путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств компенсации реактивной мощности и т.д.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Краткая характеристика технологических процессов комбината

Восстановительные ферросплавные печи работают непрерывно. В работающей печи электроды погружены в твёрдую шихту, которую пополняют по мере её проплавления; сплав и шлак выпускают периодически. Печи этого типа оснащены мощными трансформаторами: 7500-65000 кВА. Печи трехфазные, стационарные или вращающиеся обычно изготавливаются открытыми, а новые печи закрытыми сводами.

В рудовосстановительной печи (РВП) выделение тепла осуществляется двумя способами – за счет горения электрических дуг и за счет протекания тока через загрузку. В различных процессах соотношение мощности, выделяемой этими двумя способами нагрева, существенно различно. РВП нашли широкое применение для восстановительных процессов выплавки ферросплавов.

Мощные ферросплавные электропечи для рудовосстановительных процессов представляют собой непрерывно действующие агрегаты, работающие при большой силе тока (40-90 кА), но при низких плотностях его (4-6 А/см²). Требуемые большого диаметра (900-1500 мм) электроды, оказалось, практически удобно изготавливать в печи в процессе работы.

Токопровод от трансформатора к электродам ("короткая сеть") – очень важная часть конструкции ферросплавной печи. При больших силах тока и неудачной конструкции короткой сети потери энергии в ней могут достигнуть значительной величины, что отрицательно скажется на КПД. и величине $\cos \varphi$ установки. Для повышения этих показателей суммарное значение активных и реактивных сопротивлений короткой сети должно быть минимальным. Для этого необходимо, чтобы длина короткой сети была минимальной; прокладку токоведущих шин или труб следует выполнять бифилярно, т.е. чтобы шины, обтекаемые токами различных направлений, были расположены, возможно, ближе друг к другу.

Непрерывность процесса производства ферросплавов потребовала создания автоматической системы регулирования, без контактов и вращающихся частей. В настоящее время внедряют бесконтактные регуляторы на магнитных усилителях в сочетании с гидравлическим приводом перемещения электродов.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

2 Расчёт электрических нагрузок

2.1 Выбор печных трансформаторов

Электродуговые печи являются мощными потребителями электроэнергии. Потребляемая ими мощность меняется в течение плавки, а электрический режим характеризуется частыми толчками тока, поэтому электросталеплавильные цехи получают питание от специальных печных трансформаторов.

Печные трансформаторы во многом сходны с обычными силовыми трансформаторами, их конструктивные отличия обусловлены специфическими особенностями работы электрических печей.

Выберем печные трансформаторы для цеха №6.

Мощность печных трансформаторов определяется по следующей формуле, кВ·А,

$$S_{печ.тр}^p = \frac{G \cdot W}{n_{печ} K_u \cdot \cos \varphi}, \quad (1)$$

где G – вместимость (ёмкость) печи, т;

W – удельный расход электроэнергии на 1 т, кВт/т;

$n_{печ}$ – количество печей в цеху, шт;

$K_u, \cos \varphi$ – коэффициент использования и коэффициент мощности соответственно, принимаемые по справочным данным [1, с. 28-42].

Расчетная мощность печного трансформатора в плавильном цехе:

$$S_{печ.тр}^p = \frac{30 \cdot 300}{2 \cdot 0,7 \cdot 0,9} = 7142,857, \quad (2)$$

Для установки выбираем трансформатор с номинальной мощностью $S_{печ.тр}^{ном} = 8000$ кВ·А. Номинальная установленная активная мощность трансформатора, кВт,

$$P_{печ.тр}^{ном} = S_{печ.тр}^{ном} \cdot \cos \varphi, \quad (3)$$

$$P_{печ.тр}^{ном} = 16000 \cdot 0,9 = 14400$$

В плавильном цехе №6 установлены 2 печи номинальной мощностью каждая по 14400 кВт и соответственно 2 печных трансформатора ЭТЦПК-12500/10 мощностью 8000 кВ·А.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Полученное значение установленной активной мощности будем использовать для определения расчётных нагрузок литейных цехов.

Аналогично выберем печные трансформаторы для 12 и 13 цехов. Результаты расчета занесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Выбор печных трансформаторов

№ цеха	Количество печей	$S_{\text{печ.тр}}^{\text{расч}}$	$S_{\text{печ.тр}}^{\text{ном}}$	$P_{\text{печ.тр}}^{\text{ном}}$	$P_{\text{цеха}}^{\text{ном}}$	Тип трансформатора
6	2	7142,86	8000	7200	14400	ЭТЦПК-12500/10
12	2	4761,90	5000	4500	9000	ЭТЦПК-7500/10
13	4	2976,19	4000	3600	14400	ЭТЦПК-7500/10

2.1 Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цеха определяется по следующим выражениям, кВт (квар),

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (4)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5)$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приемников цеха, принимается по исходным данным, кВт;

K_c – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [1, с. 11-12];

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, характерный для приемников данного цеха, [1, с. 28-42].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса для освещения, кВт,

$$P_{po} = P_{no} \cdot K_{co}, \quad (6)$$

где P_{no} – установленная мощность приемников электрического освещения, кВт;

K_{co} – коэффициент спроса для освещения, принимаемый по справочным данным [1, с. 38];

Величина $P_{но}$ определяется по следующей формуле, кВт,

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (7)$$

где $P_{удо}$ – удельная нагрузка, площади пола цеха, кВт/м² [1, с. 44];

F – площадь пола цеха, определяемая по генплану, м².

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле, квар,

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (8)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света, принимаемый по справочным данным [1, с 45].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха (до 1000 В) определяется из соотношения, [1, с 12], кВт · А,

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (9)$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из следующих соотношений, кВт (квар),

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (10)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (11)$$

Полная мощность находится из следующего выражения, кВт · А,

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (12)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребителей 0,4 кВ и 10 кВ в целом по заводу определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов. Расчет нагрузок представлен в таблице 3.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Таблица 3 – Расчёт электрических нагрузок

№ Цеха	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная								Суммарная		
		Рном, кВт	Кс	cosφ	tgφ	Рр, кВт	Qр, кВар	F, м2	Рудо, кВт/м2	Рномо, кВт	Ксо	cosφо	tgφо	Рро, кВт	Qро, кВар	Рр+Рро, кВт	Qр+Qро, кВт	S, КВА
Потребители 0,4 кВ																		
1	Гараж	250	0,25	0,7	1,02	62,5	64	3200	0,014	44,8	0,6	0,9	0,484322	26,88	13,019	89,38	77	117,831
2	Столовая	350	0,45	0,9	0,48	157,5	76	1000	0,014	14	0,9	0,9	0,484322	12,60	6,1025	170,10	82	189,000
3	Заводуправление	80	0,45	0,75	0,88	36	32	2132	0,014	29,848	0,9	0,9	0,484322	26,86	13,01	62,86	45	77,170
4	ЦЗЛ и СКБ	370	0,25	0,7	1,02	92,5	94	1518	0,014	21,252	0,8	0,9	0,484322	17,00	8,2343	109,50	103	150,060
5	Компрессорная 0.4 кВ	500	0,8	0,85	0,62	400	248	900	0,014	12,6	0,85	0,9	0,484322	10,71	5,1871	410,71	253	482,426
6	Цех электропечей №1 0.4 кВ	1800	0,85	0,8	0,75	1530	1148	7535	0,014	105,49	0,95	0,9	0,484322	100,22	48,537	1630,22	1196	2021,907
7	Кузнечно-механический цех	500	0,6	0,75	0,88	300	265	648	0,014	9,072	0,95	0,9	0,484322	8,62	4,1741	308,62	269	409,233
8	Электроремонтный цех	280	0,95	0,8	0,75	266	200	912	0,014	12,768	0,95	0,9	0,484322	12,13	5,8746	278,13	205	345,738
9	Склад оборудования	120	0,5	0,76	0,86	60	51	2190	0,014	30,66	0,6	0,9	0,484322	18,40	8,9096	78,40	60	98,855
10	Склад кварцита, кокса	400	0,5	0,76	0,86	200	171	4880	0,014	68,32	1	0,9	0,484322	68,32	33,089	268,32	204	337,137
11	Цех дробления и подготовки шихты	890	0,45	0,75	0,88	400,5	353	2401	0,014	33,614	0,95	0,9	0,484322	31,93	15,466	432,43	369	568,260
12	Цех электропечей №2 0.4 кВ	1500	0,85	0,8	0,75	1275	956	3486	0,014	48,804	0,95	0,9	0,484322	46,36	22,455	1321,36	979	1644,344
13	Цех электропечей №3 0.4 кВ	1200	0,85	0,8	0,75	1020	765	4280	0,014	59,92	0,95	0,9	0,484322	56,92	27,57	1076,92	793	1337,136
14	Насосная 0.4 кВ	1000	0,75	0,8	0,75	750	563	1080	0,014	15,12	0,85	0,9	0,484322	12,85	6,2245	762,85	569	951,520
15	Склад оборудования запасных частей	320	0,5	0,76	0,86	160	137	2025	0,014	28,35	0,6	0,9	0,484322	17,01	8,2383	177,01	145	228,858
16	Освещение территории							123760	2E-04	19,802	1	0,57	1,441482	19,80	28,544	19,80	29	34,740
	ИТОГО по 0,4 кВ	9560				6710	5122	38187		554,42				486,62	254,63	7196,62	5376	8994,213
Потребители 10 кВ																		
5	Компрессорная СД 10 кВ	5000	1	0,85	0,62	5000	0									5000,00	0	5000,000
6	Электродуговые печи 30т	14400	0,9	0,7	1,02	12960	13222									12960	13222	18514,286
12	Электродуговые печи 20т	9000	0,9	0,7	1,02	8100										8100,00	8264	11571,429
13	Электродуговые печи 25т	14400	0,9	0,7	1,02	12960	13222									12960,00	13222	18514,286
14	Насосная СД 10 кВ	6000	1	0,85	0,62	6000	0									6000,00	0	6000,000
	ИТОГО по 10 кВ	48800				45020	34707									45020,00	34707	59600,000

ДП – 13.03.02.07.ПЗ

Изм.

Лист

№ Докум.

Подпись

Дата

Лист

14

2.2 Определение расчетной нагрузки комбината в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность комбината определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, компенсации реактивной мощности.

Так как трансформаторы цеховых подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений, кВт (кВар),

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot S_p, \quad (13)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot S_p, \quad (14)$$

где S_p – полная расчетная мощность силовых (0,4 кВ) и осветительных приемников завода.

Из таблицы 2 полная расчётная мощность нагрузки 0,4 кВ равна $S_p = 8994,213$ кВ·А.

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах,

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 8994,213 = 179,884$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах,

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot 8994,213 = 899,421$$

Оптимальная реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в сеть завода в период максимальных нагрузок энергосистемы определяется по следующему выражению, кВар,

$$Q_{\text{э}} = K_{\alpha} \cdot (\sum P_{p,0,4} + \sum P_{p,10}), \quad (15)$$

где $K_{\alpha} = 0,29$ – коэффициент зависящий от напряжения питающих линий;

$\sum P_{p,0,4}, \sum P_{p,10}$ – суммарная расчетная активная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт.

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot (7196,62 + 45020,00) = 15142,82$$

Ориентировочно, необходимая мощность компенсирующих устройств по комбинату в целом определяется из следующего выражения, кВар,

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = \sum Q_{\text{р},0,4} + \sum Q_{\text{р},10} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}, \quad (16)$$

где $\sum Q_{\text{р},0,4}$, $\sum Q_{\text{р},10}$ – суммарная расчетная реактивная мощность приёмников напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВар.

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = 5376 + 34707 + 899,42 - 15142,82 = 25840$$

Нескомпенсированная реактивная мощность комбината, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, кВар,

$$Q = Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{ку}\Sigma}, \quad (17)$$

где $Q_{\text{р}\Sigma}$ – расчётная реактивная мощность завода, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, с учётом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки ($K_{\text{рм}} = 0,95$), квар.

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (Q_{\text{р}\Sigma 0,4} + Q_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + \Delta Q_{\text{цт}}, \quad (18)$$

где $Q_{\text{р}\Sigma 0,4}$, $Q_{\text{р}\Sigma 10}$ – суммарная расчетная реактивная мощность силовой нагрузки напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВар.

$$Q_{\text{р}\Sigma} = (5376 + 34707) \cdot 0,95 + 899,42 = 38978,97$$

$$Q = 38978,97 - 25840,34 = 13138,63$$

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них по следующей формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ку}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{ку}\Sigma}, \quad (19)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельные потери активной мощности, равные 0,2% от $Q_{\text{ку}\Sigma}$.

$$\Delta P_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 25840,34 = 51,38$$

Расчётная активная мощность комбината, отнесённая к шинам 10 кВ ГПП, с учётом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки ($K_{\text{рм}} = 0,95$), кВт,

$$P_{\text{р}\Sigma} = (P_{\text{р}\Sigma 0,4} + P_{\text{р}\Sigma 10}) \cdot K_{\text{рм}} + \sum P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{цт}}, \quad (20)$$

										Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

где $P_{p\Sigma 0,4}$, $P_{p\Sigma 10}$ – суммарная расчетная активная мощность силовой нагрузки напряжением 0,4 и 10 кВ соответственно, кВт;

ΣP_{po} – суммарная расчётная активная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{p\Sigma} = (6710 + 45020) \cdot 0,95 + 486,62 + 179,884 = 49810$$

Общая активная мощность с учётом потерь в компенсирующих устройствах на шинах 10 кВ подстанции, кВт,

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ку}, \quad (21)$$

$$P = 49810 + 51,68 = 49861,68$$

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ·А,

$$S_{p10} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (22)$$

$$S_{p10} = \sqrt{49861,68^2 + 13138,63^2} = 51563,66$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери мощности (активной и реактивной) в трансформаторах ГПП ориентировочно определяются по следующим выражениям, кВт, (кВар),

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot S_{p6}, \quad (23)$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot S_{p6}. \quad (24)$$

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot 51563,66 = 1031,27,$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot 51563,66 = 5156,37$$

Полная расчетная мощность комбината на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А,

$$S_{pBH} = \sqrt{(P + \Delta P_{тГПП})^2 + (Q + \Delta Q_{тГПП})^2}, \quad (25)$$

$$S_{pBH} = \sqrt{(49861,68 + 1031,27)^2 + (13138,63 + 5156,37)^2} \\ = 54081,42.$$

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

3 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность построить экономичную и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при которых достигаются наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха). Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам, м, [1, с.53-56]

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (26)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} \quad (27)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки i -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты (z_0), как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов.

Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха. Площадь круга в определенном масштабе равна расчетной нагрузке соответствующего цеха, поэтому его радиус можно вычислить по следующей формуле, мм,

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (28) \text{ где}$$

P_{pi} – расчётная мощность i -го цеха, кВт;

m – масштаб для определения площади круга (постоянный для всех цехов предприятия), кВт/мм².

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора α определяется из следующего соотношения, град,

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p + P_{po}} \cdot 360, \quad (29)$$

где P_p , P_{po} – расчётная мощность силовой (0,4 кВ) и осветительной нагрузки цеха соответственно, кВт.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ Цеха	Наименование	$P_p + P_{po}$, кВт	P_{po} , кВт	r , мм	α , град	x , м	y , м	$(P_p + P_{po}) \cdot x$	$(P_p + P_{po}) \cdot y$
Потребители электроэнергии 0,4 кВ									
1	Гараж	89,38	26,88	5,96	108,27	114	19	10189,32	1698,22
2	Столовая	170,10	12,60	8,23	26,67	65	217	11056,50	36911,70
3	Заводуправление	62,86	26,86	5,00	153,84	12	200	754,36	12572,64
4	ЦЗЛ и СКБ	109,50	17,00	6,60	55,89	51	270	5584,58	29565,43
5	Компрессорная 0,4 кВ	410,71	10,71	12,79	9,39	342	32	140462,82	13142,72
6	Цех электропечей №1 0,4 кВ	1630,22	100,22	25,47	22,13	167	209	272245,99	340715,04
7	Кузнечно-механический цех	308,62	8,62	11,08	10,05	390	125	120361,18	38577,30
8	Электроремонтный цех	278,13	12,13	10,52	15,70	425	125	118205,08	34766,20
9	Склад оборудования	78,40	18,40	5,59	84,48	265	32	20774,94	2508,67
10	Склад кварцита, кокса	268,32	68,32	10,34	91,66	110	117	29515,20	31393,44
11	Цех дробления и подготовки шихты	432,43	31,93	13,12	26,58	196	117	84756,93	50594,70
12	Цех электропечей №2 0,4 кВ	1321,36	46,36	22,94	12,63	290	114	383195,50	150635,47
13	Цех электропечей №3 0,4 кВ	1076,92	56,92	20,71	19,03	330	202	355384,92	217538,65
14	Насосная 0,4 кВ	762,85	12,85	17,43	6,07	404	32	308192,21	24411,26
15	Склад оборудования запасных частей	177,01	17,01	8,39	34,59	430	218	76114,30	38588,18

Потребители электроэнергии 10 кВ									
5	Компрессорная СД 10 кВ	5000,00		44,61		342	32	1710000,00	160000,00
6	Электродуговые печи 30 т	12960,00		71,83		167	209	2164320,00	2708640,00
12	Электродуговые печи 20 т	8100,00		56,78		290	114	2349000,00	923400,00
13	Электродуговые печи 25 т	12960,00		71,83		330	202	4276800,00	2617920,00
14	Насосная СД 10 кВ	6000,00		48,87		404	32	2424000,00	192000,00
	ИТОГО	52196,82						14860913,82	7625579,62

Рассчитаем координаты центра электрических нагрузок, используя данные из таблицы 3.

$$x_0 = \frac{14860913,82}{52196,82} = 296,72,$$

$$y_0 = \frac{7625579,62}{52196,82} = 116,05$$

ГПП следует располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и значительно сократить протяжённость как распределительных сетей высокого напряжения, так и цеховых сетей низкого напряжения, а также снизить потери электрической энергии. Если центр электрических нагрузок попадает в расположение какого-либо цеха, то ГПП смещают в сторону источника питания вблизи этого цеха.

Центр электрических нагрузок изображен на рисунке 2.

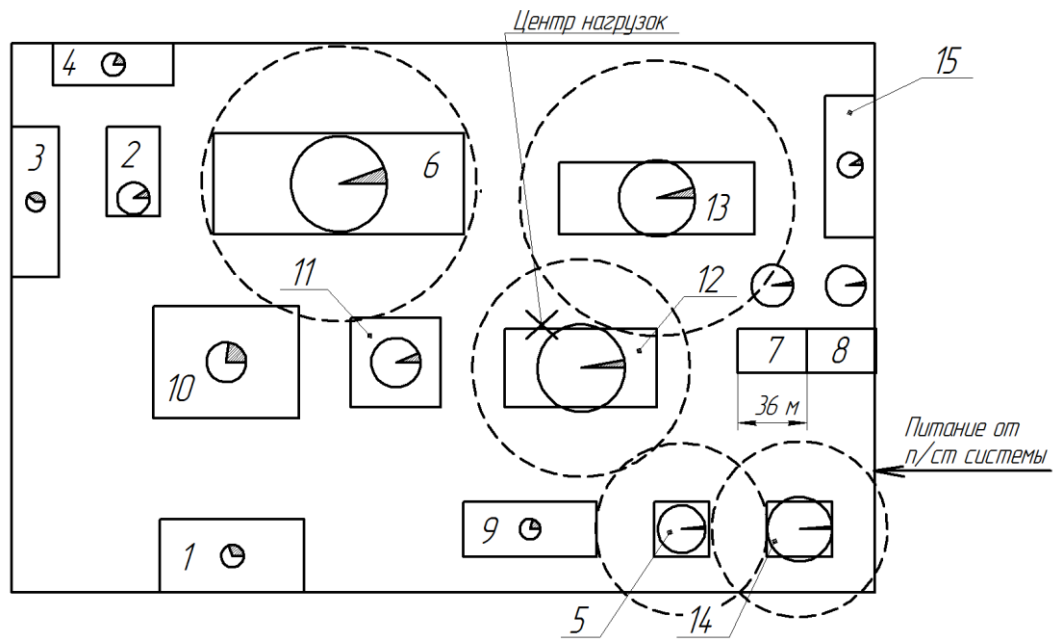


Рисунок 2 – Центр электрических нагрузок

Так как центр электрических нагрузок находится в 12 цеху, то ГПП следует располагать ближе к источнику питания.

						Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Проектирование системы внешнего электроснабжения

4.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети [1, с.57].

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75–100 МВт и более), средней (от 5–7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП) [1, с.57].

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение по формулам полученным на основе статистических данных, например, по формуле Стилла [1, с.60], кВ,

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P_{pBH}}, \quad (30)$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до комбината, равное 3,5 км;
 P_{pBH} – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{1,2 + 16 \cdot 50,892} = 123,94$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ,

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (31)$$

где $U'_{ст}, U''_{ст}$ – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$110 \leq 123,94 \leq 220$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем электропитания с напряжением питания 110 кВ и 220 кВ.

4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понижающей подстанции

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При выходе из строя одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора. При этом часть неответственных потребителей может быть отключена с целью снижения нагрузки трансформатора. [1, с. 59-60].

Выбор трансформаторов будем производить для варианта электроснабжения с питающим напряжением 110 кВ.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А,

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{pBH}}{K_3 \cdot n_T}, \quad (32)$$

где S_{pBH} – полная расчетная мощность комбината, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_T – число трансформаторов.

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

Рекомендуемый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы лежит в диапазоне (0,65–0,7), а в послеаварийном режиме –(1,3–1,4) [2, с.393].

$$S_{ном.т} \geq \frac{54081,42}{0,7 \cdot 2} = 38629,6$$

Из ряда стандартных номинальных мощностей выбираем трансформатор $S_{ном.т} = 40000$ кВ · А. Произведём проверку данного трансформатора по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о.е.,

$$K_3^{норм} = \frac{S_{рВН}}{n_T \cdot S_{ном.т}}, \quad (33)$$

$$K_3^{норм} = \frac{54081,42}{2 \cdot 40000} = 0,68$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, о.е.,

$$K_3^{н/ав} = \frac{S_{рВН}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном.т}}, \quad (34)$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{54081,42}{(2 - 1) \cdot 40000} = 1,35$$

Коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы удовлетворяет рекомендуемым значениям. К установке принимаем трансформаторы ТРДН-40000/110 и ТРДН-40000/220, трехфазные двухобмоточные (с расщепленной обмоткой низкого напряжения) с естественной циркуляцией масла и принудительным дутьем, с регулированием напряжения под нагрузкой [3, с.243]. Каталожные данные этих трансформаторов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные данные силовых трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{ном.т}$, МВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТРДН	40	110	10	36	172	10,5	0,65
ТРДН	40	220	10	50	170	12	0,9

4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных обоснованных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. руб./год,

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (35)$$

где $p_n = 0,0725$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год;

K_{Σ} – суммарные капитальные затраты, тыс. руб.;

I_{Σ} – суммарные ежегодные издержки, тыс. руб./год.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приёмным пунктом электроэнергии (ГПП, РП).

Согласно заданию электроснабжение завода может быть осуществлено от подстанции энергосистемы на которой имеется два класса питающего напряжения: 220 и 110 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 110 кВ (1-й вариант) и от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 220 кВ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно данным вариантам представлены на рисунке 3.

4.5 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ

4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и послеаварийном (обрыв одной цепи) режимах, А,

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (36)$$

где $n_{\text{ц}}$ – количество цепей воздушной линии, шт.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$$I_p = \frac{54081,42}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 142,1,$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (37)$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{54081,42}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 284,19$$

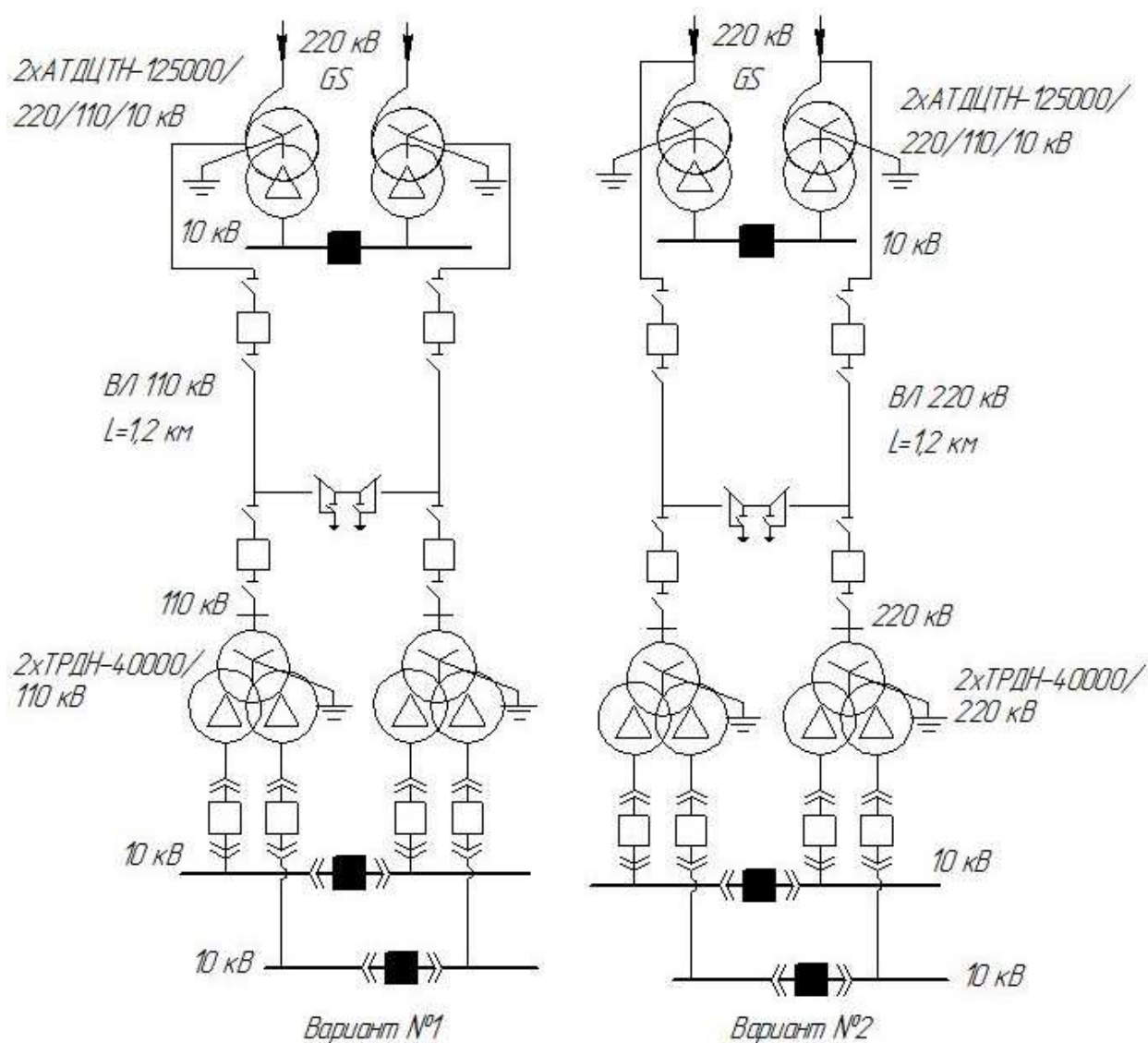


Рисунок 3 – Варианты схем внешнего электроснабжения

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (38)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм² [1, с.71].

$$F_{расч} = \frac{142,1}{1,1} = 129,18$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение [3, с.84] $F_{ст} = 95$ мм², и соответственно сталеалюминиевый провод марки АС-95/16.

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), А,

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс}, \quad (39)$$

330 > 284,19 – условие выполняется.

4.5.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения

При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования [4].

Капитальные вложения в сеть вычисляются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{сеть} = K_B + K_{ЛЭП}, \quad (40)$$

где K_B – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.

$$K_B = K_{Bo} \cdot n_B, \quad (41)$$

где K_{Bo} – стоимость ячейки одного комплекта элегазового выключателя, тыс. руб;

n_B – количество выключателей в цепи линии;

$$K_B = 9506 \cdot 2 = 19012$$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Капитальные затраты на строительство ЛЭП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ЛЭП} = K_{уд} \cdot n_{ц} \cdot l, \quad (42)$$

где $K_{уд}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС95/16, тыс. руб./км;

$n_{ц}$ – количество цепей, шт.

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{ЛЭП} = 1136,24 \cdot 2 \cdot 1,2 = 2726,98,$$

$$K_{сеть} = 19012 + 2726,98 = 21739,98$$

Капитальные затраты на ГПП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ГПП} = K_{ТР} + K_{ОРУ}, \quad (43)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов на ГПП, тыс. руб.;

$K_{ОРУ}$ – стоимость сооружения ОРУ (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии), тыс. руб.

$$K_{ТР} = K_{ТРО} \cdot n_{ТР}, \quad (44)$$

где $K_{ТРО}$ – стоимость одного трансформатора ТРДН-40000/110, тыс. руб.;

$n_{ТР}$ – количество трансформаторов на ГПП, шт.

$$K_{ТР} = 11057,2 \cdot 2 = 22114,40,$$

$$K_{ГПП} = 22114,40 + 81080 = 103194,4$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{сеть} + K_{ГПП} \quad (45)$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma 1} = 21738,98 + 103194,4 = 124933,38$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год,

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{ПИ}} = \frac{K_{ЛЭП}}{T_{ПИ}^{ЛЭП}} + \frac{K_B}{K_{ПИ}^B} + \frac{K_{ОРУ}}{K_{ПИ}^{ОРУ}} + \frac{K_{ТР}}{K_{ПИ}^{ТР}}, \quad (46)$$

где $T_{ПИ}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{2726,98}{17} + \frac{19012}{17} + \frac{81080}{17} + \frac{22114,40}{17} = 7349,022$$

Ежегодные издержки на обслуживание и эксплуатацию, тыс. руб./год,

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot p_{э.р.i}}{100} = \frac{K_{ЛЭП} \cdot p_{э.р.}^{ЛЭП}}{100} + \frac{K_B \cdot p_{э.р.}^B}{100} + \frac{K_{ОРУ} \cdot p_{э.р.}^{ОРУ}}{100} + \frac{K_{ТР} \cdot p_{э.р.}^{ТР}}{100}, \quad (47)$$

где $p_{э.р.}$ – норма отчислений от капитальных вложений, %.

$$I_o = \frac{2726,98 \cdot 0,8}{100} + \frac{19012 \cdot 5,9}{100} + \frac{81080 \cdot 5,9}{100} + \frac{22114,40 \cdot 5,9}{100} = 7231,993$$

Ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс. руб./год,

$$I_{ПЭ} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (48)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,002664$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч.

Годовые потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч/год,

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot \tau, \quad (49)$$

где $P_{ЛЭП}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;
 τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot T_{\text{год}}, \quad (50)$$

где $T_{\text{макс}}$ – число часов использования максимума нагрузки [1, с.72], ч.
 $T_{\text{год}}$ – число часов в году, ч.

$$\tau = (0,124 + \frac{4355}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2742,23$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{рВН}}^2}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (51)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ [3], Ом/км;
 l – длина воздушной линии, км;
 $n_{\text{ц}}$ – количество цепей ЛЭП, шт.

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,301 \cdot 1,2}{2} \cdot \frac{54081,42^2}{110^2 \cdot 1000} = 43,655,$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 43,655 \cdot 2742,23 = 119711$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год.,

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{ТР}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{зод}} + \frac{1}{n_{\text{ТР}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{рВН}}}{S_{\text{ном.тр}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (52)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора соответственно [3, с.243], кВт.

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 36 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 172 \cdot \left(\frac{54081,42}{40000}\right)^2 \cdot 2742,23 = 1061820,91$$

Суммарные годовые потери электроэнергии рассчитываются по следующей формуле, кВт·ч/год;

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (53)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 119710,67 + 1061820,91 = 1181531,58$$

Тогда ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс.руб./год

$$I_{\text{ПЭ}} = 0,002664 \cdot 1061820,91 = 3147,60$$

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Суммарные ежегодные издержки рассчитываются по следующей формуле, тыс.руб./год,

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{ПЭ}, \quad (54)$$

Суммарные ежегодные издержки по первому варианту, тыс.руб./год

$$I_{\Sigma 1} = 7349,02 + 7231,99 + 3147,60 = 17728,62$$

Обоснованные затраты для первого варианта внешнего электроснабжения (по ВЛ 110 кВ), тыс.руб./год

$$З_1 = 0,0725 \cdot 124933,38 + 17728,62 = 26786,29$$

4.6 Технико-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 220 кВ

4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Определяем расчетные токи в нормальном и послеаварийном (обрыв одной цепи) режимах, А,

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

где $n_{ц}$ – количество цепей воздушной линии, шт.

$$I_p = \frac{54081,42}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 71,05,$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{pBH}}{(n_{ц} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{раб.макс} = \frac{54081,42}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 142,1$$

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}},$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1,1 А/мм² [1, с.71].

$$F_{расч} = \frac{71,05}{1,1} = 64,59$$

По условию короны минимальное сечение для 220 кВ $F_{ст} = 240$ мм², и соответственно сталеалюминиевый провод марки АС-240/32.

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), А,

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс},$$

605 > 142,1 – условие выполняется.

4.6.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения

При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования [4].

Капитальные вложения в сеть вычисляются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{сеть} = K_B + K_{ЛЭП},$$

где K_B – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.

$$K_B = K_{B0} \cdot n_B,$$

где K_{B0} – стоимость ячейки одного комплекта вакуумного выключателя, тыс. руб;

n_B – количество выключателей в цепи линии;

$$K_B = 15713,6 \cdot 2 = 31427,2$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Капитальные затраты на строительство ЛЭП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ЛЭП} = K_{уд} \cdot n_{ц} \cdot l,$$

где $K_{уд}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС-240/32, тыс. руб./км;

$n_{ц}$ – количество цепей, шт.

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{ЛЭП} = 1406,44 \cdot 2 \cdot 1,2 = 3375,456,$$

$$K_{сеть} = 31427,2 + 3375,456 = 34802,656$$

Капитальные затраты на ГПП определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{ГПП} = K_{ТР} + K_{ОРУ},$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов на ГПП, тыс. руб.;

$K_{ОРУ}$ – стоимость сооружения ОРУ (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии), тыс. руб.

$$K_{ТР} = K_{ТР0} \cdot n_{ТР},$$

где $K_{ТР0}$ – стоимость одного трансформатора ТРДН-40000/220, тыс. руб.;

$n_{ТР}$ – количество трансформаторов на ГПП, шт;

$$K_{ТР} = 13315,4 \cdot 2 = 26630,8,$$

$$K_{ГПП} = 150766 + 26630,8 = 177396,8$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{сеть} + K_{ГПП}$$

Суммарные капиталовложения по второму варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma 2} = 34802,656 + 177396,8 = 212199,456$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год,

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{\text{ПИ}}} = \frac{K_{\text{ЛЭП}}}{T_{\text{ЛЭП}}} + \frac{K_B}{K_{\text{ПИ}}^B} + \frac{K_{\text{ОРУ}}}{K_{\text{ПИ}}^{\text{ОРУ}}} + \frac{K_{\text{ТР}}}{K_{\text{ПИ}}^{\text{ТР}}},$$

где $T_{\text{ПИ}}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{3375,456}{17} + \frac{31427,2}{17} + \frac{150766}{17} + \frac{26630,8}{17} = 12482,33$$

Ежегодные издержки на обслуживание и эксплуатацию, тыс. руб./год,

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot P_{\text{э.р.}i}}{100} = \frac{K_{\text{ЛЭП}} \cdot P_{\text{э.р.}}^{\text{ЛЭП}}}{100} + \frac{K_B \cdot P_{\text{э.р.}}^B}{100} + \frac{K_{\text{ОРУ}} \cdot P_{\text{э.р.}}^{\text{ОРУ}}}{100} + \frac{K_{\text{ТР}} \cdot P_{\text{э.р.}}^{\text{ТР}}}{100},$$

где $P_{\text{э.р.}}$ – норма отчислений от капитальных вложений, %.

$$I_o = \frac{3375,456 \cdot 0,8}{100} + \frac{31427,2 \cdot 5,9}{100} + \frac{150766 \cdot 5,9}{100} + \frac{26630,8 \cdot 5,9}{100} = 10259,38$$

Ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс. руб./год,

$$I_{\text{ПЭ}} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma},$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,002664$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч.

Годовые потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч/год,

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \Delta P_{\text{ЛЭП}} \cdot \tau,$$

где $P_{\text{ЛЭП}}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;
 τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4})^2 \cdot T_{\text{год}},$$

где $T_{\text{макс}}$ – число часов использования максимума нагрузки [1, с.72], ч.

$T_{\text{год}}$ – число часов в году, ч.

$$\tau = (0,124 + \frac{4355}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2742,23$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{рВН}}^2}{U_{\text{ном}}^2},$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ [3], Ом/км;

l – длина воздушной линии, км;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей ЛЭП, шт.

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,118 \cdot 1,2}{2} \cdot \frac{54081,42^2}{220^2 \cdot 1000} = 4,278$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 4,278 \cdot 2742,23 = 1890596,17$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч/год.,

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{ТР}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_{\text{ТР}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{рВН}}}{S_{\text{ном.тр}}}\right)^2 \cdot \tau,$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора соответственно [3, с.243], кВт.

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{54081,42}{40000}\right)^2 \cdot 2742,23 = 1302088,11$$

Суммарные годовые потери электроэнергии рассчитываются по следующей формуле, кВт·ч/год;

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}},$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 11732,44 + 1302088,11 = 1313820,551$$

Тогда ежегодные издержки от потерь электроэнергии, тыс.руб./год

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$I_{пэ} = 0,002664 \cdot 1313820,551 = 3500,02$$

Суммарные ежегодные издержки рассчитываются по следующей формуле, тыс.руб./год,

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{пэ}$$

Суммарные ежегодные издержки по первому варианту, тыс.руб./год

$$I_{\Sigma 2} = 12482,32 + 10259,38 + 3500,02 = 26241,72$$

Обоснованные затраты для второго варианта внешнего электроснабжения (по ВЛ 220 кВ), тыс.руб./год

$$Z_2 = 0,0725 \cdot 212199,456 + 26241,72 = 41626,18$$

Таблица 6 – Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K _Σ , тыс. руб.	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				Z, тыс. руб./год
		I _a , тыс. руб./год	I _o , тыс. руб./год	I _{пэ} , тыс. руб./год	I _Σ , тыс. руб./год	
1 (110 кВ)	124933,38	7349,02	7231,99	3147,6	17728,62	26786,29
2 (220 кВ)	212199,456	12482,32	10259,38	3500,02	26241,72	41626,18

Вывод: так как разница по приведённым затратам между сравниваемыми вариантами практически 40%, то предпочтение отдаём первому варианту с наименьшими обоснованными затратами напряжением питания (110 кВ) воздушной линией на железобетонных опорах с подвеской проводов на одноцепной опоре.

5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

Мощность цеховых трансформаторов обычно не превышает 2500 кВ·А, так как с увеличением мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания. Число типоразмеров трансформаторов должно быть минимальным. Цеховые подстанции могут быть однострансформаторными и двухтрансформаторными, в зависимости от категории надёжности потребителей [5, с.10].

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ [5, с.10].

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют в два этапа:

- 1) Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) Определяют дополнительную мощность НБК в целях снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6,10 кВ предприятия.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки [5, с.10], кВ·А/м²,

$$\sigma_H = \frac{S_p}{F}, \quad (55)$$

где S_p – расчётная нагрузка цеха, кВ·А;

F – площадь цеха, м².

Минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок,

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (56)$$

где K_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора [1], о. е.;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и вычисляется по формуле,

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m, \quad (57)$$

где m – число дополнительно установленных трансформаторов, определяют по специальным кривым [5; с. 14].

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}, \quad (58)$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{макс.т}}, \quad (59)$$

Если в расчетах окажется, что $Q_{\text{нк1}} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая $Q_{\text{нк1}}$ будет равна нулю).

Дополнительная мощность НБК для снижения потерь в трансформаторах и в сети 10 кВ предприятия, квар,

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (60)$$

где γ – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания цеховой ТП [1].

Если в расчётах окажется, что $Q_{\text{нк2}} < 0$, то для данной группы трансформаторов реактивная мощность $Q_{\text{нк2}}$ принимается равной нулю.

Суммарная расчётная мощность НБК, квар,

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}} \quad (61)$$

Рассчитаем число и мощность цеховых трансформаторов для цехов №5, №9 и №14, а также определим расчётную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (до 1 кВ) и произведём выбор НБК. Для расчёта используем данные из таблицы 2.

Удельная плотность нагрузки,

$$\sigma_n = \frac{1532,8}{4170} = 0,368$$

Так как цеха №5 и №14 являются потребителями I-ой категории, то к установке принимаем трансформаторы с коэффициентом загрузки 0,75 и номинальной мощностью 630 кВ·А, [7, с.5] (для установки трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А необходимо технико-экономическое обоснование).

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов,

$$N_{\min} = \frac{1251,96}{0,75 \cdot 630} + 0,35 = 3$$

Оптимальное число трансформаторов,

$$N_{\text{опт}} = 3 + 0 = 3$$

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы, кВар

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(3 \cdot 0,75 \cdot 630)^2 - 1251,96^2} = 664,761$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, кВар

$$Q_{\text{нк1}} = 882,03 - 664,761 = 217,27$$

Расчётный коэффициент удельных потерь $K_{p1} = 15$ (для Сибири и для трех смен), а расчётный коэффициент $\gamma = K_{p1}/30$ (для магистральной схемы питания).

Дополнительная мощность НБК, кВар

$$Q_{\text{нк2}} = 882,03 - 217,27 - 0,5 \cdot 3 \cdot 630 = 192,26$$

Суммарная расчётная мощность НБК, кВар

$$Q_{\text{нк}} = 217,27 + 192,26 = 409,53$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем три низковольтных конденсаторных установок с номинальной мощностью 150 кВар типа УКМ 58-04-150-30-УЗ [6].

Результаты выбора числа и мощности цеховых трансформаторов для остальных цехов представлены в таблице 7, а результаты выбора НБК в таблице 9.

Таблица 7 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Потребители	Наименование пункта питания	Место расположения пункта питания	sn, кВА/м2	Pr, кВт	Qp, квар	Sном.т, кВА	Kз	Nmin	Нопт
Цех №5;9;14	ТП-1, ТП-2	Цех №14	0,368	1251,96	882	630	0,75	3	3
Цех №1;10;11	ТП-3	Цех №11	0,098	790,13	650	630	0,8	2	2
Цех №2;3;4	ТП-4	Цех №3	0,090	342,46	230	250	0,85	2	2
Цех №7;8;15	ТП-5	Цех №7	0,274	763,76	619	630	0,8	2	2
Цех №6	ТП-6, ТП-7	Цех №6	0,268	1630,22	1196	630	0,75	4	4
Цех №12	ТП-8, ТП-9	Цех №12	0,472	1321,36	979	630	0,75	3	3
Цех №13	ТП-10, ТП-11	Цех №13	0,248	1076,92	793	630	0,75	3	3

Таблица 8 – Параметры цеховых трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность S _{ном.т} , кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания U _{кз} , %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	ΔP _{сх}	ΔP _{кз}		
ТМ	630	10	0,4	1,56	8,5	5,5	0,8
ТМ	250	10	0,4	0,945	3,7	4,5	1,7

Таблица 9 – Выбор низковольтных конденсаторных установок

Потребители	Qp, квар	Qнк.расч, квар	Qнк.факт, квар	Кол-во НБК, шт.	Номинальная мощность НБК, квар	Тип НБК
Цех №5;9;14	882	409,53	450	3	150	УКМ 58-04-150-30-У3
Цех №1;10;11	650	334,58	334	2	167	УКМ 58-04-20-10-У3
Цех №2;3;4	230	104,75	100	2	50	УКМ 58-04-50-10-У3
Цех №7;8;15	619	304,19	300	2	150	УКМ 58-04-150-30-У3
Цех №6	1196	566,04	600	4	150	УКМ 58-04-150-30-У3
Цех №12	979	506,21	501	3	167	УКМ 58-04-167-33,3-У3
Цех №13	793	320,07	337,5	3	112,5	УКМ 58-04-112,5-37,5-У3

6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ

Если представить предприятие как узел сети 6,10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и источники реактивной мощности, то баланс реактивной мощности в узле 6,10 кВ предприятия имеет вид, [5, с.106].

$$Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{TГПП} - Q_{вк} - Q_{нк.факт} - Q_{сд\Sigma} - Q_{э} = 0, \quad (62)$$

где $Q_{p\Sigma}$ – расчётная реактивная мощность завода, отнесённая к шинам 6,10 кВ ГПП (см. п.п 2.2), кВар;

$\Delta Q_{TГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВар;

$Q_{вк}$ – суммарная реактивная мощность, выдаваемая высоковольтными конденсаторными батареями, кВар;

$Q_{нк.факт}$ – реактивная мощность выдаваемая фактически установленными НБК (см. табл.9), кВар;

$Q_{сд\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, кВар;

$Q_{э}$ – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой, кВар.

Реактивная мощность СД, которую экономически целесообразно использовать, кВар,

$$Q_{сдэ} = \alpha_m \cdot \sqrt{P_{номСД}^2 + Q_{номСД}^2}, \quad (63)$$

где α_m – коэффициент допустимой перегрузки СД (определяется по номограмме);

$P_{ном.сд}$ – номинальная активная мощность установленных СД, кВт;

$Q_{ном.сд}$ – номинальная реактивная мощность установленных СД, кВар.

$$Q_{номСД} = P_{номСД} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{номСД}; \quad (64)$$

$$Q_{номСД1} = 1250 \cdot 0,33 = 410,86,$$

$$Q_{номСД2} = 1600 \cdot 0,33 = 493,03,$$

$$Q_{сд.э1} = 0,33 \cdot \sqrt{1250^2 + 410,86^2} = 434,21,$$

$$Q_{сд.э2} = 0,33 \cdot \sqrt{1600^2 + 493,03^2} = 636,21$$

Суммарная реактивная мощность вырабатываемая всеми СД, кВар,

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$Q_{\text{сд}\Sigma} = n_{\text{д}} \cdot Q_{\text{сд.э}}, \quad (65)$$

где $n_{\text{д}}$ – количество установленных СД, шт.

$$Q_{\text{сд}\Sigma 1} = 4 \cdot 434,21 = 1736,84,$$

$$Q_{\text{сд}\Sigma 2} = 4 \cdot 636,21 = 2544,84$$

Таким образом, требуемая мощность ВБК определяется из следующей формулы, квар,

$$Q_{\text{вк}} = Q_{\text{р}\Sigma} + \Delta Q_{\text{тгпп}} - Q_{\text{нк.факт}} - Q_{\text{сд}\Sigma 1} - Q_{\text{сд}\Sigma 2} - Q_{\text{э}}, \quad (66)$$

$$Q_{\text{вк}} = 38979,97 + 5156,37 - 2622,5 - 1736,84 - 2544,84 - 8740,91 = \\ = 22088,33$$

Принимаем к установке двенадцать высоковольтных батарей конденсаторов типа УКЛ 56-10,5-1800УЗ [6], номинальной мощностью по 1800 кВар каждая.

Мощность фактически установленных ВБК, кВар,

$$Q_{\text{вк.факт}} = 12 \cdot 1800 = 21600$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

7 Выбор кабельных линий

7.1 Выбор кабельных линий 10 кВ

Перед расчетом токов КЗ необходимо выбрать кабели, которые соединяют различные распределительные пункты и цеховые трансформаторные подстанции. [1, с.62]

Кабели на напряжение 10 кВ будем выбирать по экономической плотности тока.

В качестве примера произведем выбор кабеля (10 кВ) для участка: ГПП – ТП1. Для бесперебойного питания используем четыре параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме рассчитывается по следующей формуле, А,

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}}, \quad (67)$$

где S_p – расчётная мощность, передающаяся по данному кабелю, кВ·А;

n_k – количество кабелей в траншее, шт.

$$S_p = \sqrt{(P_{pHH} + \Delta P_{цт} + P_{pBH})^2 + (Q_{pHH} + \Delta Q_{цт} - Q_{СД\Sigma 2})^2}, \quad (68)$$

где S_p – расчётная мощность, передающаяся по данному кабелю, кВ·А;

P_{pHH}, Q_{pHH} – расчётная активная и реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ 5,8,14 цехов, кВт, кВар;

$\Delta P_{цт}, \Delta Q_{цт}$ – потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах при их отдельной работе, кВт, кВар;

P_{pBH} – расчётная активная мощность на шинах 10 кВ 14 цеха, кВт;

$Q_{СД\Sigma 2}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, кВр.

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах при их отдельной работе, кВт:

$$\Delta P_{цт} = \Delta P_{xx} \cdot n_{цт} + \Delta P_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}, \quad (69)$$

где $\beta_{цт}$ – коэффициент загрузки трансформатора, о.е.;

ΔP_{xx} – потери холостого хода по справочнику, кВт;

									Лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$\Delta P_{кз}$ – потери коротко замыкания по справочнику, кВт;

$n_{цт}$ – число параллельно работающих цеховых трансформаторов, шт.

$$\beta_{цт} = \sqrt{P_{p0,4}^2 + Q_{p0,4}^2} / N_{ОПТ} \cdot S_{ном.цт}, \quad (70)$$

где $P_{p0,4}$ – расчетная активная нагрузка цеха на шинах 0,4 кВ, кВт;

$Q_{p0,4}$ – расчетная реактивная нагрузка цеха на шинах 0,4 кВар.

$$\beta_{цт} = \sqrt{1254,96^2 + (582 - 450)^2} / 3 \cdot 630 = 0,7,$$

$$\Delta P_{цт} = 1,56 \cdot 3 + 8,5 \cdot 0,70^2 \cdot 3 = 17,20$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах при их параллельной работе, кВар:

$$\Delta Q_{цт} = (I_{xx} \cdot n_{цт} + u_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}) \frac{S_{ном.цт}}{100}, \quad (71)$$

где I_{xx} - ток холостого хода, %;

$u_{кз}$ - напряжение коротко замыкания, %;

$S_{ном.цт}$ - номинальная мощность цехового трансформатора, кВА.

$$\Delta Q_{цт} = (2 \cdot 3 + 5,5 \cdot 0,70^2 \cdot 3) \cdot \frac{630}{100} = 88,84,$$

$$S_p = \sqrt{(1251,96 + 17,20 + 6000)^2 + (582 + 88,84 - 2544,843)^2} \\ = 7545,67,$$

$$I_p = \frac{7545,67}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 220,63$$

Расчетный рабочий ток в послеаварийном режиме определяется из выражения, А,

$$I_{раб.макс} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n_k - 1) \cdot U_{ном}}, \quad (72)$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$x_{y\partial}$ - удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\cos \varphi = \frac{P_{p0,4} + P_{p10} + \Delta P_{цт}}{S_p}, \quad (78)$$

$$\cos \varphi = \frac{1251,96 + 6000 + 17,20}{7545,67} = 0,96,$$

$$\sin \varphi = \sin(\arccos(\cos \varphi)) = -0,27,$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220,60 \cdot 0,140 \cdot (0,1 \cdot 0,96 - 0,154 \cdot 0,27) = 5,81,$$

$$\Delta U \% = \frac{5,81}{10000} \cdot 100\% = 0,06$$

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 10 кВ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	S_p , кВ·А	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$I'_{\text{доп}}$, А	n_l , шт	Марка кабеля	ΔU , %
ГПП – РУ1	7545,67	220,63	441,27	300	477	450,77	2	АПВП	0,06
ГПП – РУ2	5293,07	154,77	309,54	185	371	357,61	2	АПВП	0,45
ГПП-РУ3	18514,29	541,35	1082,71	800	1161	1219,05	2	АПВП	0,33
ГПП-РУ4	11571,43	338,35	676,69	800	719	679,46	2	АПВП	0,07
ГПП-РУ5	18514,29	541,35	1082,71	800	1161	1219,05	2	АПВП	0,42
ГПП-ТП3	883,33	25,83	51,66	35	145	137,03	2	АПВП	0,06
ГПП-ТП4	382,86	11,19	22,39	35	145	137,03	2	АПВП	0,11
ГПП – ТП5	868,06	25,38	50,76	35	145	137,03	2	АПВП	0,13
ГПП-ТП6,7	1799,52	52,62	105,23	35	145	137,03	2	АПВП	0,22
ГПП-ТП8,9	1457,48	42,62	85,23	35	145	137,03	2	АПВП	0,05
ГПП-ТП10,11	1405,80	41,11	82,21	35	145	137,03	2	АПВП	0,20

7.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Произведём выбор кабеля (0,4 кВ) на участке: РП10–РП11.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}},$$

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 0,4 кВ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	S_p , кВ·А	I_p , А	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$I'_{\text{доп}}$, А	$n_{\text{л}}$, шт	Марка кабеля	ΔU , %
РП1-РП2	581,28	212,46	283,28	240	374	314,16	4	АВБбШв	2,76
РП2-РП3	98,85	144,52		50	157	164,85	1	АВБбШв	2,90
РП4-РП5	337,14	123,22	164,30	95	233	195,72	4	АВБбШв	1,72
РП4-РП6	117,83	172,27		70	195	204,75	1	АВБбШв	3,19
РП7-РП8	150,06	73,13	109,69	50	157	140,12	3	АВБбШв	2,58
РП7-РП9	189,00	138,16	276,32	150	300	283,50	2	АВБбШв	0,58
РП10-РП11	574,42	167,96	209,95	150	300	252,00	5	АВБбШв	2,57
РП11-РП12	228,86	111,53	167,29	95	233	207,95	3	АВБбШв	1,47

8 Расчет токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для определения токов КЗ выбирают расчётную схему электроустановки и по ней составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. Данные схемы представлены на рисунке 3. После этого определяют параметры схемы замещения, выполняют её преобразование и находят токи КЗ.

Токи короткого замыкания будем рассчитывать для двух наиболее нагруженных кабельных линий (ГПП–РУ4 и ГПП – ТП6). Расчет будем производить в относительных единицах с помощью программы RastrWin3. Исходные данные и результат расчета в программе представлены в приложении А.

8.1 Выбор базисных условий

В качестве базисной мощности выберем $S_{\sigma}=10000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$

За базисные примем напряжения из стандарта средних номинальных напряжений: $U_{\sigma I}=115 \text{ кВ}$; $U_{\sigma II}=10,5 \text{ кВ}$; $U_{\sigma III}=0,4 \text{ кВ}$.

Базисный ток ступени, кА:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (79)$$

$$I_{\sigma I} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,204,$$

$$I_{\sigma II} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,857,$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{\delta III} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 14430$$

8.2 Расчёт параметров схемы замещения

Индуктивные сопротивления синхронных двигателей, о.е.:

$$X_{CD} = X_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{P_{CD}^{ном} / \cos \varphi} \quad (80)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление синхронного двигателя, о.е;
 S_{δ} – базисная мощность, МВ·А;
 $P_{CD}^{ном}$ – номинальная активная мощность синхронного двигателя, кВт;
 $\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности синхронного двигателя,
о.е..

$$X_{CD1} = \frac{0,20}{4} \cdot \frac{10000}{1,5/0,95} = 316,7,$$

$$X_{CD2} = \frac{0,20}{4} \cdot \frac{10000}{1,25/0,95} = 380$$

Индуктивное сопротивление системы GS, о.е.:

$$X_{GS} = \frac{S_{\delta}}{S_K} \quad (81)$$

где S_K – мощность короткого замыкания, МВ·А.

$$X_{GS} = \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{10000}{2100} = 4,762,$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{ATBH} = \frac{0,5 \cdot (u_{K,B-C} + u_{K,B-H} - u_{K,C-H})}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}, \quad (82)$$

						Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$X_{ATCH} = \frac{0,5 \cdot (u_{K,B-C} + u_{K,C-H} - u_{K,B-H})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}, \quad (83)$$

$$X_{ATHH} = \frac{0,5 \cdot (u_{K,B-H} + u_{K,C-H} - u_{K,B-C})}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}, \quad (84)$$

где $u_{K,B-C}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и среднего напряжения, %;

$u_{K,B-H}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжения, %;

$u_{K,C-H}$ – напряжение короткого замыкания между обмотками среднего и низкого напряжения, %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

$$X_{ATBH} = \frac{0,5(11+42-28)}{100} \cdot \frac{10000}{125} = 10,$$

$$X_{ATCH} = \frac{0,5 \cdot (11+28-42)}{100} \cdot \frac{10000}{125} = -1,2 = 0,$$

$$X_{ATHH} = \frac{0,5 \cdot (42+28-11)}{100} \cdot \frac{10000}{125} = 23,6$$

Индуктивное сопротивление двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения:

$$X_{ТВН} = \frac{0,125 \cdot U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}, \quad (85)$$

$$X_{ТНН'} = X_{ТНН''} = \frac{1,75 \cdot U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}}, \quad (86)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания, %.

$$X_{Т2ВН} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{10000}{40} = 3,28,$$

$$X_{Т2НН'} = X_{Т2НН''} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{10000}{40} = 45,94$$

Индуктивное сопротивление цехового трансформатора, мОм.:

$$X_{цт} = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}}, \quad (87)$$

где $\Delta P_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, кВт.

$$X_{цт} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{8,5}{630}\right)^2} \cdot \frac{400^2}{630} = 13,541$$

Индуктивное сопротивление воздушных и кабельных линий, о.е.:

$$X_w = X_w \cdot \ell_w \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (88)$$

где X_w – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

ℓ_w – длина линии, км;

U_{δ} – базисное напряжение линии, кВ.

$$X_{w1} = 0,430 \cdot 1,2 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,39,$$

$$X_{w2} = 0,103 \cdot 0,145 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 1,35,$$

$$X_{w3} = 0,154 \cdot 0,1 \cdot \frac{10000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,47,$$

$$X_{w4} = 0,177 \cdot 0,14 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 2,25,$$

$$X_{w5} = 0,142 \cdot 0,05 \cdot \frac{10000}{10,5^2} = 0,64$$

Для определения ударного тока короткого замыкания необходимо найти ударный коэффициент, а для определения ударного коэффициента нужно найти постоянную времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, которая определяется по формуле:

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma}, \quad (89)$$

где x_Σ – эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки короткого замыкания, о.е.;

r_Σ – эквивалентное активное сопротивление относительно точки короткого замыкания, о.е.;

ω – угловая частота, рад/с.

Ударный коэффициент, о.е.:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

Таким образом, для определения постоянной времени необходимо знать значения активных сопротивлений для всех элементов схемы замещения.

Для нахождения активных сопротивлений воспользуемся отношением x/r :

GS: $x/r=50$,

СД1, СД2: $x/r=40$,

Т2: $x/r=30$,

Т3: $x/r=15$,

АТ: $x/r=40$

Активное сопротивление элемента схемы замещения, о.е.:

$$r = \frac{x}{x/r} \quad (90)$$

Активное сопротивление системы GS:

$$r_{GS} = \frac{4,762}{50} = 0,10$$

Активные сопротивления трансформаторов, о.е.

$$r_{АТВН} = \frac{10}{40} = 0,25,$$

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$r_{ATCH} = 0,$$

$$r_{ATHH} = \frac{23,6}{40} = 0,59,$$

$$r_{T2BH} = \frac{3,28}{30} = 0,11,$$

$$r_{T2HH'} = r_{T2HH''} = \frac{45,94}{30} = 1,53$$

Активное сопротивление цехового трансформатора, мОм:

$$r_{ЦТ} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{бш}^2}{S_{ном}^2}, \quad (91)$$

$$r_{ЦТ} = \frac{8,5 \cdot 400^2}{630^2} = 3,427$$

Активные сопротивление синхронных двигателей, о.е.:

$$r_{СД1} = \frac{316,7}{40} = 7,92,$$

$$r_{СД2} = \frac{x_{СД2}}{40} = \frac{380}{40} = 9,5$$

Активное сопротивление воздушных и кабельных линий, о.е.:

$$r_W = r_w \cdot \ell_w \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (92)$$

где r_w – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

ℓ_w – длина линии, км;

$U_{\bar{o}}$ – базисное напряжение линии, кВ.

$$r_{W1} = 0,25 \cdot 1,2 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,23,$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

где $x_{\Sigma 4}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 4, приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$x_{ЦТ}$ – индуктивное сопротивление цехового трансформатора, приведённое к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм.

Эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 4, приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$$x_{\Sigma 4} = x_{\text{экв}4} \cdot \left(\frac{U_{\text{бIII}}}{U_{\text{бII}}} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (95)$$

где $x_{\text{экв}4}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление относительно точки КЗ 4 из таблицы 12, о.е..

Эквивалентное активное сопротивление относительно точки КЗ 5 приведенное к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$$r_{\Sigma 5} = r_{ЦТ} + r_{\text{конт}}, \quad (96)$$

где $r_{ЦТ}$ – активное сопротивление цехового трансформатора, приведённое к ступени напряжения 0,4 кВ, мОм;

$r_{\text{конт}}$ – активное переходное сопротивление контактов, мОм.

$$r_{\Sigma 4} = 4,446 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 6,45,$$

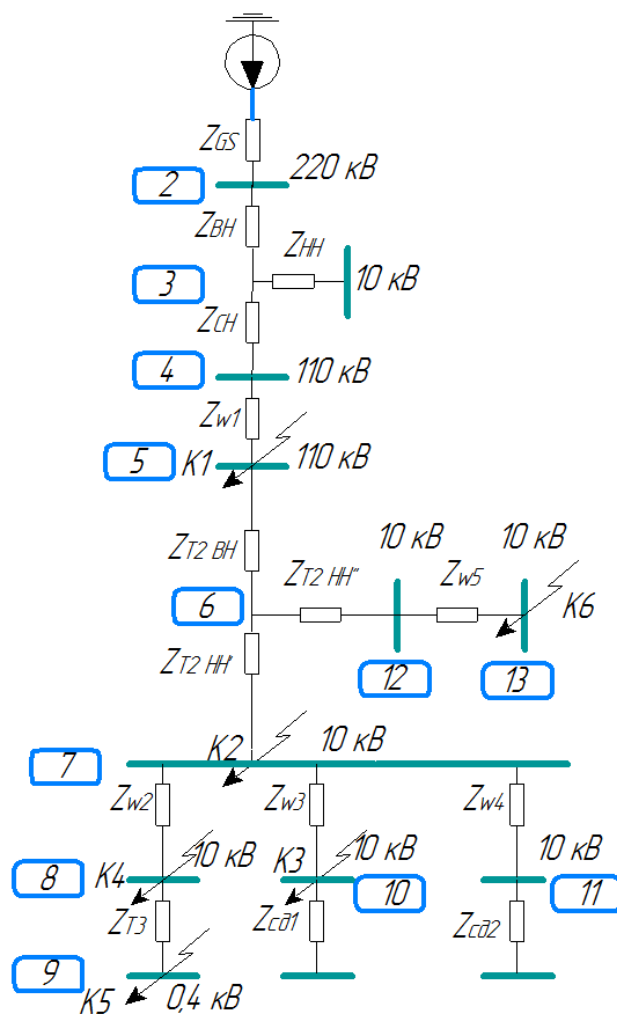
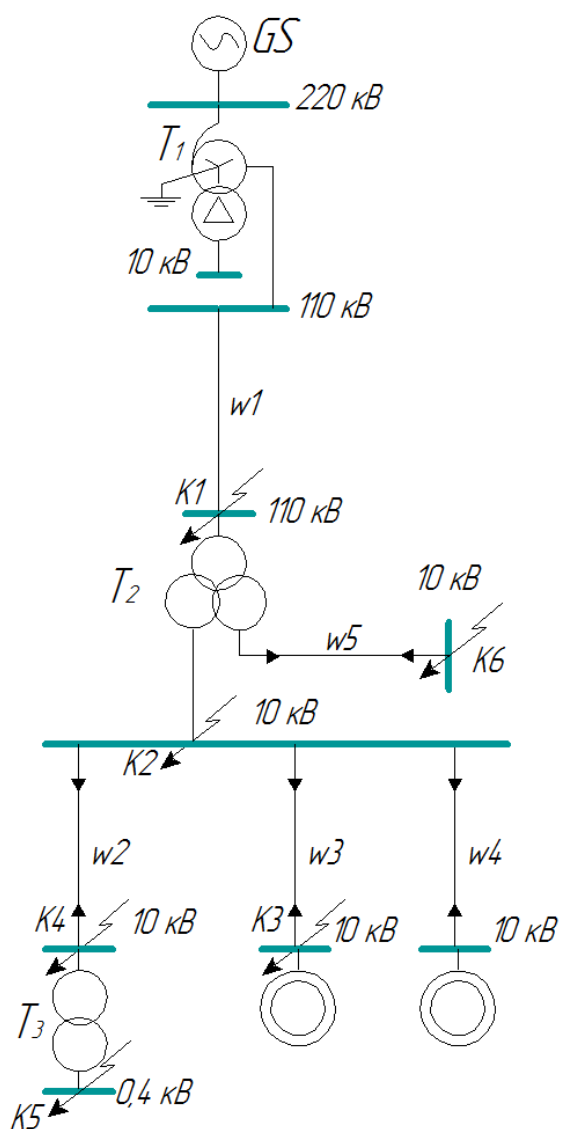
$$x_{\Sigma 4} = 46,671 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 67,73,$$

$$r_{\Sigma 5} = 3,427 + 15 = 18,427,$$

$$x_{\Sigma 5} = 67,73 + 13,541 = 81,271,$$

$$I_{\text{П0-К5}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{81,271^2 + 18,427^2}} = 8,21$$

									Лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



а) б)
 Рисунок 4 – Схемы для расчёта токов КЗ:
 а) – расчётная схема, б) – схема замещения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

9 Выбор оборудования

9.1 Выбора выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора выключателя: [2, с.337-339]

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq i_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

Разъединитель проверяется по тем же условиям, только исключается условие проверки по отключающей способности.

9.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН подстанции (110 кВ) в цепи трансформатора ТРДН-40000/110

Ток нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора на стороне ВН подстанции (110 кВ), А,

$$I_{номВН} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (97)$$

$$I_{номВН} = 0,7 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147,14,$$

$$I_{раб.максВН} = k_3^{n/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}}, \quad (98)$$

$$I_{раб.максВН} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294,27$$

Выбираем к установке колонковый элегазовый выключатель ЗАР1-FG 145 (Siemens) [10] и разъединитель высоковольтный типа РГПЗ—СЭЩ – 1(2)–110/1250–УХЛ1 [11] данные и проверка которых представлены в таблице 13.

						ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			58

Таблица 13 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя на ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ЗАР1-FG 145 (Siemens)	Разъединитель РГПЗ–СЭЩ – 110/1250 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 294,27$ А	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ном} = 1250$ А
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 3,81$ кА	$I_{откл.ном} = 50$ кА	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 7,12$ кА	$i_{пр.скв} = 100$ кА	$i_{пр.скв} = 80$ кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 3,81^2 \cdot (0,06 + 0,027) =$ $= 1,270$ кА ² · с	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150$ кА ² · с	$I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 0,06 =$ $= 384$ кА ² · с

9.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи трансформатора ТРДН-40000/110

Ток нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора, на стороне НН подстанции (10кВ), А,

$$I_{номНН} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (99)$$

$$I_{номНН} = 0,7 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 809,25,$$

$$I_{раб.максНН} = k_3^{n/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (100)$$

$$I_{раб.максНН} = 1,4 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1618,50$$

В цепи НН трансформатора и в секционной перемычке принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ–СЭЩ–70 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ–СЭЩ–П-10-50/2000 [13]. Также в эти ячейки встроены разъединители штепсельного (втычного) типа. В разъединителях данного типа видимый разрыв обеспечивается конструкцией шкафа КРУ, т.е. с помощью выдвигного элемента. Проверка данного разъединителя выполняется путём проверки самой ячейки (шкафа) КРУ. Паспортные данные и проверка выключателя и шкафа КРУ представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи трансформатора

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/2000	Ячейка КРУ-СЭЩ-70
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1618,50 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 12,10 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 22,80 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 128 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 12,1^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 15,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 0,06 = 96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель, встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ-70 удовлетворяют всем требованиям.

9.1.3 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий

Выбор оборудования в цепи КЛ будем производить по наиболее нагруженной линии (ГПП-РУ1. Токи нормального и послеаварийного режимов работы этой кабельной линии см. п. 7.

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии СЭЩ-63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10-20/630 [14]. Также в эти ячейки встроены разъединители штепсельного (втычного) типа. Проверка выключателя и разъединителя (шкафа КРУ) аналогична проверке, выполненной в п.9.3 и представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи КЛ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ-СЭЩ-10-20/630	Ячейка КРУ-СЭЩ-63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 441,27 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 12,1 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 27,9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 12,1^2 \cdot (0,06 + 0,01) = 10,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель, встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ–63 удовлетворяют всем требованиям.

9.1.4 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий печей

Токи, протекающие в КЛ 10 кВ подходящих к печам, сильно отличаются от токов, протекающих в других нагрузках.

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии СЭЩ–63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50/2000 [14]. Также в эти ячейки встроены разъединители штепсельного (втычного) типа. Проверка выключателя и разъединителя (шкафа КРУ) аналогична проверке, выполненной в п.9.3 и представлена в таблице 16

Таблица 16 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи КЛ печей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-50/2000	Ячейка КРУ–СЭЩ–63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1082,71 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 8,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 27,9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 8,8^2 \cdot (0,06 + 0,01) = 5,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 0,06 = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель, встроенные в шкаф КРУ-СЭЩ–63 удовлетворяют всем требованиям.

9.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для преобразования первичного тока сети в стандартный ток вторичной цепи с целью подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики. Также ТТ необходимы для разделения цепей высокого и низкого напряжения для обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

Условия выбора трансформатора тока: [2, с. 373]

1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

- 2) Условие длительного нагрева $I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$;
- 3) Динамическое действие тока КЗ $I_{\text{по}} \leq I_{\text{пр.скв}}$;
- 4) Тепловой импульс тока КЗ $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.
- 5) Вторичная нагрузка $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$

В связи с тем, что вторичная нагрузка трансформаторов тока не известна, то проверку по данному критерию производить не будем.

9.2.1 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (110 кВ)

В высоковольтные вводы силовых трансформаторов на стороне ВН (110 кВ) устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВ–СЭЦ–110. [15]. Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне ВН подстанции во вводах выключателей и силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВ–СЭЦ–110
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 294,27 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$

На электродинамическую и термическую стойкость встроенные ТТ не проверяются.

Таким образом, трансформаторы тока ТВ–СЭЦ–110 удовлетворяют всем требованиям и принимаются к установке.

В цепи трансформатора ТРДН-40000/110 возле силового выключателя на стороне ВН (110 кВ) устанавливаем трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1.

Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне ВН подстанции во вводах выключателей и силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТОГФ-110 УХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 294,27 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 300 \text{ А}$
$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_y = 7,12 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,270 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

9.2.2 Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)

В высоковольтные вводы силовых трансформаторов на стороне НН (10 кВ) устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВ–СЭЦ-10. [10]

Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне НН подстанции во вводах силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВЛ–СЭЦ–10
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб.макс} = 1618,5 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2000 \text{ А}$

Таким образом, трансформатор тока ТВ–СЭЦ–10 удовлетворяют всем требованиям и принимается к установке.

В выбранную вводную ячейку КРУ-СЭЦ-70 устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10 опорные в литой изоляции. [10]

Таблица 20 – Параметры встроенных трансформаторов тока ТОЛ-СЭЦ-10

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	2000
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{дин}$	100
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	40
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	1
Класс точности для измерения	–	0,5

Условия выбора измерительных трансформаторов тока:

По напряжению установки, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном} , \quad (101)$$

$$10 = 10$$

По длительному току, А:

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$I_{1ном} \geq I_{раб.макс} , \quad (102)$$

$$2000 > 1618,5$$

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{дин} \geq i_{уд} , \quad (103)$$

где $i_{уд.} = 22,8$ – ударный ток КЗ по расчету, кА [Таблица 12];
 $i_{дин.}$ - ток электродинамической стойкости, кА (по каталогу).

$$100 > 22,8$$

По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k , \quad (104)$$

где $B_K=15,84$ $кА^2 \cdot с$ [смотри. П 10.1.2].

$$40^2 \cdot 1 \geq 15,84 ,$$

$$1600 > 15,84$$

По вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$ [5, с.300]. Вторичная нагрузка состоит из приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов [5, с.300]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{приб} + r_k + r_{пров} , \quad (105)$$

где $r_{приб}$ - сопротивление приборов, Ом;
 r_k - сопротивление контактов, Ом;
 $r_{пров}$ - сопротивление проводов, Ом.

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (106)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая измерительными приборами, ВА;

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

I_2
ричный номинальный ток прибора, А.

I_2
Вторичная номинальная нагрузка по каталогу для класса точности 0,5 составляет 5 В·А, которой соответствует сопротивление, Ом:

$$Z_{2ном} = \frac{5}{5^2} = 0,2$$

Соединение обмотки ТТ выполнено по схеме полной звезды. К измерительным обмоткам подключены такие приборы, как амперметр, преобразователь и счетчик активной энергии [4, стр.635].

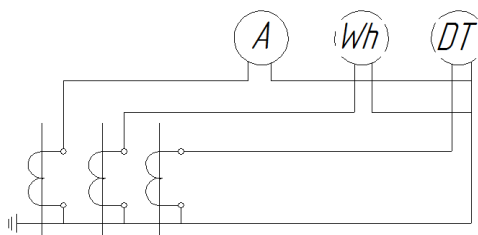


Рисунок 5 – Схема соединения измерительного трансформатора тока и приборов

Параметры данных приборов сведены в следующую таблицу 21:

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка, ВА
Амперметр	Э-335	1,0	0,5
Счетчик трехфазный	СЭТ-4ТМ.03	0,5	0,1
Измерительный преобразователь	Е-824	0,5	1,0

Общая нагрузка на вторичной стороне, исходя из таблицы 22, составляет $S_{приб} = 1,6$ ВА.

$$r_{приб} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064$$

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух - трех приборах [5, с.300]. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Принимаются алюминиевые провода, так как высшее напряжение составляет 110 кВ, с удельным сопротивлением $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$. Длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов $l = 4 - 6$ м для 10 кВ [5, с.300].

Сечение соединительных проводов определяется по выражению [5, с.300]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (107)$$

где ρ - удельное сопротивление меди, Ом · мм²/м;

$l_{расч}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока, м [5, с. 300].

Для схемы полной звезды:

$$l_{расч} = l, \quad (108)$$

где l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

$$l_{расч} = 5 \quad (109)$$

Сопротивление соединительных проводов определяется исходя из условия работы трансформатора тока при выбранном классе точности:

$$r_{приб} + r_k + r_{пров} \leq Z_{2ном} \quad (110)$$

Откуда:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (111)$$

$$r_{пров} = 0,2 - 0,064 - 0,05 = 0,086,$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 5}{0,086} = 1,65$$

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм².

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения, Ом:

$$r_{пров}^{ст} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035,$$

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

$$Z_2 = 0,035 + 0,064 + 0,05 = 0,149 ,$$

$$0,149 < 0,2$$

Также выбор производится по следующим критериям:

По классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция соответствует рекомендациям завода-изготовителя ячейки КРУ, в которую встраивается выбранный трансформатор тока.

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям выбора.

В выбранную ячейку КРУ-СЭЩ-63 устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 опорные в литой изоляции. [10]

10 Таблица 22 – Параметры встроенных трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-

Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	10
Номинальный первичный ток, А	$I_{1ном}$	400
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2ном}$	5
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{дин}$	100
Ток термической стойкости, кА	$I_{терм}$	40
Время протекания тока термической стойкости, с	$t_{терм}$	1
Класс точности для измерения	-	0,5

Условия выбора измерительных трансформаторов тока:

По напряжению установки, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном} ,$$

$$10 = 10$$

По длительному току, А:

$$I_{1ном} \geq I_{раб.макс} ,$$

$$400 > 330,63$$

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

где $i_{уд.} = 27,9$ – ударный ток КЗ по расчету, кА [Таблица 11];
 $i_{дин.}$ - ток электродинамической стойкости, кА (по каталогу).

$$100 > 27,9$$

По термической стойкости, $кА^2 \cdot с$:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K,$$

где $B_K = 10,25$ $кА^2 \cdot с$ [смотри. П9.1.3]

$$40^2 \cdot 1 \geq 10,25,$$

$$1600 > 10,25$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

Вторичная нагрузка, соответствующая для цепей измерения данного трансформатора тока, составляет, Ом:

$$Z_{2н} = 0,2$$

Соединение обмотки ТТ выполнено по схеме неполной звезды. К измерительным обмоткам подключены те же приборы, что и на вводных ячейках.

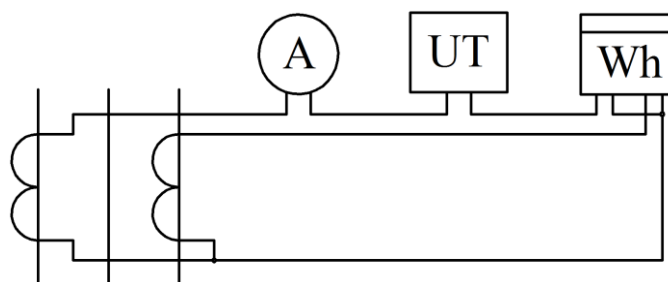


Рисунок 6 – Схема подключения трансформатора тока и приборов

Для схемы неполного треугольника:

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (112)$$

где l - длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов.

$$l_{расч} = 8,66$$

Сопротивление соединительных проводов определяется исходя из условия работы трансформатора тока при выбранном классе точности:

$$r_{приб} + r_k + r_{пров} \leq Z_{2ном},$$

Откуда:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k,$$

$$r_{пров} = 0,2 - 0,064 - 0,05 = 0,086,$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,086} = 2,85$$

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм^2 .

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения, Ом:

$$r_{пров}^{ст} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{4} = 0,061,$$

$$Z_2 = 0,061 + 0,064 + 0,05 = 0,175,$$

$$0,175 < 0,2$$

Также выбор производится по следующим критериям:

По классу точности:

Класс точности выбирается в соответствии с родом подключаемых устройств. Конструкция соответствует рекомендациям завода-изготовителя ячейки КРУ, в которую встраивается выбранный трансформатор тока.

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям выбора.

9.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

						Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам: [2, с.375]

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 \leq S_{2 ном}$.

Выберем для установки 110 кВ заземленные газонаполненные однофазные трансформаторы напряжения 3×ЗНОГ-110 УХЛ1 [13]. Параметры ТН приведены в таблице 21.

Выберем для установки 10 кВ заземленные однофазные трансформаторы напряжения опорные с литой изоляцией 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10 [10], входящие в состав КРУ. Параметры ТН приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Характеристики трансформатора напряжения 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10

Номинальное напряжение, кВ	Напряжение основной вторичной обмотки, В	Напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	Класс точности/вторичная нагрузка, В·А
10	$100/\sqrt{3}$	100 или $100/\sqrt{3}$	0,2/30 0,5/75 1/200 3/600

Проверка ТН по условиям:

По номинальному напряжению, кВ,

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном},$$

$$10=10$$

Проверка по классу точности.

Класс точности выбирают соответствии с классом точности подключаемых приборов.

По конструкции и схеме соединения обмоток.

Требования к конструкции и схеме соединения обмоток не оговорены, поэтому проверку не производим

По вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (113)$$

Класс точности 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10 составляет 0,5 и мощность вторичной нагрузки 3×30=90 ВА. Но так как ТН соединены в трехфазную группу по схеме звезда, берем суммарную мощность всех трех фаз. [4, с.375]

Для расчета вторичной нагрузки необходимо выбрать приборы, которые приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Количество приборов	Класс точности	Нагрузка, ВА
Вольтметр	Э-335	1	1,0	0,5
Счетчик двухфазный	СЭТ-4ТМ.03	16	0,5	8×3,0
Измерительный преобразователь	Е-824	1	0,5	1,0
Итого:				25,5

Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2нагр} = 25,5,$$

$$S_{2нагр} \leq S_{ном}, \quad (114)$$

$$25,5 < 90$$

Данное условие по вторичной нагрузке выполняется.

Все требования выполнены, принимаем к установке выбранный трансформатор напряжения.

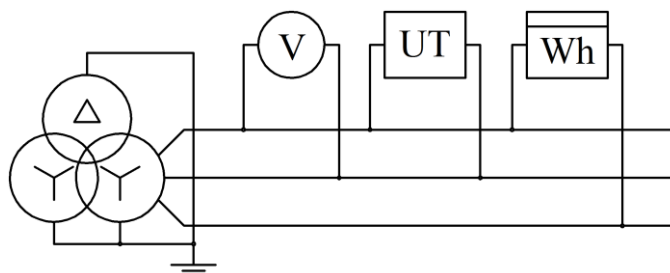


Рисунок 7 – Схема соединения измерительного трансформатора напряжения к приборам

9.4 Выбор сборных шин и ошинок

9.4.1 Выбор гибких шин и ошинок на стороне ВН 110 кВ

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС и жесткими алюминиевыми шинами трубчатого сечения. [2, с.186].

В КТП-СЭЩ-Б(М) 110/10(6) «Ладья» ошиновка РУ 110 кВ выполнена трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 18482-79, расположенными в один и два яруса, и сталеалюминиевым проводом гибкая ошиновка применяется для выполнения коротких перемычек и отпаек и присоединения линейных вводов к РУ 110 кВ и силовым трансформаторам.

Шины выбираем по длительно допустимому току. Сечение шин выбираются по условиям нагрева в послеаварийном режиме, т.е по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.доп}}, \quad (115)$$

где $I'_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки на расположение шин или температуру воздуха.

Исходя из значения $I_{\text{раб.макс.ВН}}=294,27$ А выбираем провод с ближайшим большим допустимым продолжительным током $I_{\text{доп}}=330$ А марки АС90/16 [20, с. 428]. Условие выбора шин по току выполняется. Далее провод необходимо проверить по условию коронирования.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при $U=35$ кВ и выше. [2, с.191]

Проверка по условию короны [2, с.191-192]:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (116)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);
 r_0 – радиус провода, см, [20, с.428].

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,91$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)}, \quad (117)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см,
 $D_{cp} = 1,26D$, (при горизонтальном расположении фаз)

где D - расстояние между фазами. Для 110 кВ $D=200$ см

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 110}{0,675 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 200}{0,675}\right)} = 23,50$$

При расположении проводов горизонтально E на среднем проводе на 7% больше, чем на крайних проводах. Провода не будут коронировать, если наибольшая E у поверхности любого провода не более $0,9 \cdot E_0$. Таким образом, условие отсутствия короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (118)$$

$$1,07 \cdot 23,5 \leq 0,9 \cdot 33,91,$$

$$25,15 \leq 30,52$$

Таким образом провод АС 90/16 проходит по условию короны.
 Проверка на электродинамическую стойкость:

Так как $I_{кзК1} < 20$ кА, нет необходимости проверять гибкие шины на электродинамическое действие тока КЗ. [2, с.306]

Проверка на термическую стойкость:

В данном случае эта проверка не производится, вследствие того, что шины выполнены «голыми» проводами на открытом воздухе. [2, с.306]

						ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			73

9.4.2 Выбор жестких шин и ошинок на стороне ВН 110 кВ

Также помимо ошиновки гибкими шинами будет применяться ошиновка трубчатыми шинами. Выбираем алюминиевые шины трубчатого сечения наружного диаметра $D=30$ мм и внутренним диаметром $d=27$ мм с допустимым током 500 А.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right),$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 1 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,5}}\right) = 37,73$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)},$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 110}{1,5 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 200}{1,5}\right)} = 12,24,$$

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

$$1,07 \cdot 12,24 \leq 0,9 \cdot 37,73,$$

$$13,10 \leq 33,96$$

Таким образом шины проходят по условию короны.

Проверка на термическую стойкость:

В данном случае эта проверка не производится, вследствие того, что шины выполнены «голыми» проводами на открытом воздухе. [2, с.306]

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Механический расчет шин трубчатого сечения.

Условие механической прочности шин, МПа:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (119)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по формуле, Н/м [2, с.178]:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд1}}^2}{a}, \quad (120)$$

где $i_{\text{уд1}}$ - ударный ток КЗ на шинах ВН ГПП по расчету, А [2, с. 90];
 $a=2$ - расстояние между фазами, м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(7,12 \cdot 10^3)^2}{2} = 4,39$$

Момент сопротивления для шин трубчатого сечения [2, табл. 4,1; с.179],
 см^3 ,

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}, \quad (121)$$

где $D = 3$ см; $d = 2,7$ см, [11, с.395]

$$W = \frac{\pi \cdot (3^4 - 2,7^4)}{32 \cdot 3} = 0,91$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд1}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (122)$$

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(7,12 \cdot 10^3)^2 \cdot 10^2}{0,91 \cdot 2} = 47,19$$

Допустимое напряжение не должно превышать (41 - 48) МПа [2, с.181].

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Трубчатые шины $D = 3$ см и $d = 2,7$ см удовлетворяет всем требованиям проверки.

9.4.3 Выбор жестких шин и ошинок на стороне НН 10 кВ

В распределительных устройствах 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно и двухполосные шины [2, с. 175]. Выбираем сечение шины из условия наибольшего длительно допустимого тока, $I_{\text{раб.макс.}} = 1618,50$ А. Выбираем алюминиевые, двухполосные шины прямоугольного сечения [20, с.395].

Таблица 25 – Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм ²
1680	120×8	960

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). Учитываются также послеаварийные режимы. [2, с. 177].

$$I_{\text{раб.макс.}} \leq I'_{\text{дл.доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении плашмя или температуры воздуха, отличной от принятой.

$$1618,5 < 1680$$

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию [2, с.177]:

$$q_{\text{min}} \leq q, \quad (123)$$

где q_{min} - минимальное сечение по термической стойкости, мм²;
 q - выбранное сечение, мм².

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (124)$$

где C_T – функция [2, с.141], А·с^{1/2}/мм² ;
 B_k - тепловой импульс тока КЗ, кА²·с

$$B_k = I_{\text{кзК2}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (125)$$

						Лист
					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $I_{кзКЗ}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах НН (смотри расчет токов КЗ), кА;

$t_{откл}$ - расчетная продолжительность КЗ, с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, [2, с. 110; Табл. 3.6]

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{п.в}, \quad (126)$$

где $t_{р.з}$ - время действия основной релейной защиты данной цепи с учетом действия АПВ, с;

$t_{п.в}$ - полное время отключения выключателя, с.

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06,$$

$$B_{к} = 12,1^2 \cdot (0,06 + 0,05) = 15,84,$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{15,84}}{90 \cdot 10^{-3}} = 44,22,$$

$$44,22 < 960$$

В большинстве конструкций шин условия на электродинамическую стойкость соблюдаются, поэтому согласно ПУЭ [12] не требуется проверка на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Механический расчет двухполосных шин.

Шины располагаем плашмя.

Условие механической прочности шин, МПа:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{доп},$$

где $\sigma_{доп}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

Определяем пролет l между опорными изоляторами при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц [2, с.221], м:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (127)$$

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\sigma_{II} = \frac{f_{II} \cdot l_{II}^2}{12 \cdot W_{II}}, \quad (134)$$

где W_{II} – момент сопротивления одной полосы, см³;
 l_{II} – расстояние между прокладками, м.

Момент сопротивления при расположении полос на ребро [2, табл. 4,1; с.179], см³,

$$W_{II} = \frac{h \cdot b^2}{6}, \quad (135)$$

$$W_{II} = \frac{6 \cdot 0,8^2}{6} = 0,64,$$

$$\sigma_{II} = \frac{487,4 \cdot 0,41^2}{12 \cdot 0,64} = 10,67$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_{y02}^2, \quad (136)$$

где $l = 1,23$ – длина пролета между изоляторами, м;
 W_{ϕ} – момент сопротивления пакета шин, см³.

Момент сопротивления пакета шин при расположении шин плашмя [2, табл. 4,1; с.179], см³,

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{3}, \quad (137)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,8 \cdot 6^2}{3} = 9,6,$$

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,23^2}{0,25 \cdot 9,6} \cdot (22,8 \cdot 10^3)^2 = 5,67$$

Шины механические прочны, если:

										Лист
										80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_{II} \leq \sigma_{дон} , \quad (138)$$

$$\sigma_{расч} = 5,67 + 10,67 \leq 40 ,$$

$$16,34 < 40$$

Допустимое напряжение не должно превышать (41 - 48) МПа [2, с.181].

Таким образом, шины механически прочны.

9.5 Выбор изоляторов

9.5.1 Выбор подвесных изоляторов на стороне ВН 110 кВ

Подвесные линейные стержневые полимерные изоляторы наружной установки с кремнийорганической защитной оболочкой предназначены для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередачи и в распределительных устройствах электростанций и подстанций. На стороне ВН устанавливаем изолятор ЛК–70/110УХЛ.

Проверка стержневых изоляторов осуществляется по условиям,

Напряжение установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

$$110 = 110 - \text{условие выполняется.}$$

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.2 Выбор опорных изоляторов на стороне НН 10 кВ

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Выбираем изолятор типа ОСК2—10—А—4УХЛ1 [23] опорный стержневой с материалом защитной оболочки изоляционной части из кремнийорганической резины с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{разр}=2$ кН. Выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению:

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10=10$$

По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (139)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;
 $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (140)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200,$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд2}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (141)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(22,8 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 269,8,$$

269,8 < 1200 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.3 Выбор подвесных изоляторов на стороне НН 10 кВ

Подвесные линейные стержневые полимерные изоляторы наружной установки с кремнийорганической защитной оболочкой предназначены для изоляции и крепления проводов воздушных линий электропередачи и в распределительных устройствах электростанций и подстанций. На стороне НН устанавливаем изолятор ЛК–70/10УХЛ.

Проверка стержневых изоляторов осуществляется по условиям,

Напряжение установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

									Лист
									82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

10 = 10 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.4 Выбор проходных изоляторов на стороне НН 10 кВ

Выбираем изоляторы ИППУ-10/4000-30-А4 проходной полимерный усиленного исполнения (разрушающая нагрузка на изгиб равная 30 кН) [24]. Изоляторы предназначены для изоляции и соединения токоведущих частей закрытых распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи.

Выбор и проверка проходных изоляторов осуществляется по условиям:

Напряжение установки, кВ:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 = 10$$

По номинальному току, А:

$$I_{раб.максНН} \leq I_{ном},$$

$$1618,5 < 4000$$

По допустимой нагрузке, кН:

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000$$

Расчетная сила, действующая на опорный изолятор:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l, \quad (142)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд2}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{(22,8 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 134,9,$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$267,87 < 18000$ – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.6 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

9.6.1 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 110 кВ

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Исходные данные:

- наибольший ток короткого замыкания в месте установки ОПН,

$$I_{кз1} = 3,81 \text{ кА}$$

- район по загрязнению II.

Условия выбора ОПН:

1) по наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению [18, с.5]:

$$U_{нро} > U_{нс}, \quad (143)$$

где $U_{нс}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ

Находим наибольшее рабочее напряжение сети с пятипроцентным запасом, [18, с.5, табл. 1] кВ:

$$U_{нс} = 1,05 \cdot 72,8 = 76,44$$

Выбираем ОПН-РК-110/83-10-760 УХЛ1 фирмы ООО “Таврида электрик” [14] с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением $U_{нро} = 83 \text{ кВ}$.

$$83 > 76,44$$

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

2) По условию обеспечения взрывобезопасности [18, с.8]:

Для предотвращения взрыва покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{\text{об}}$ на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, определяемый для точки подключения. Для данной марки ограничителя $I_{\text{об}} = 40 \text{ кА}$ [18, с. 41].

$$I_{\text{об}} \geq (1,15 - 1,2) \cdot I_{\text{кз}}, \quad (144)$$

$$40 \geq 1,2 \cdot 3,81,$$

$$40 \geq 4,57$$

По временным допустимым повышениям напряжения ОПН:

Максимальная кратность квазиустановившихся перенапряжений:

$$K_y = \frac{U_y}{U_{\text{нр.ф}}}, \quad (145)$$

$$K_y \leq 1,4 \quad (146)$$

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ, кВ,

$$U_{\text{нр}} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,03,$$

$$U_y = 1,4 \cdot U_{\text{нр}} = 1,4 \cdot 73,03 = 102,24$$

Кратность напряжения,

$$K_y = \frac{102,24}{83} = 1,23$$

Время в течение которого выдерживается воздействия напряжения ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1 [18, с. 17, табл 6], с,

$$t_{\text{с}} \geq t_{y \text{ ср}}, \quad (147)$$

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

где $t_{ycp} = 4c$ – время существования этого режима;

t_g – время, в течение которого ограничитель выдерживает воздействие этого напряжения, определяется по графику [14]

Для ОПН-РК-110/83-10-760 УХЛ1 $t_g = 1000c$, тогда

$1000 \geq 4$ – условие выполняется.

Определение защитного уровня ограничителя при грозовых перенапряжениях:

Максимальные значения отстающих перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ограничителей сетей 110 кВ должно быть не более 295 кВ. Для ОПН-РК-110/83-10-760 при грозовом импульсе 10кА $U_{ост.г} = 268кВ$, тогда

$268 \leq 295$ – условие выполняется.

5) Определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2), \quad (148)$$

где $U_{ки}$ – испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого электрооборудование, кВ;

$U_{ост.к}$ – остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока, кВ.

Для данной марки ограничителя $U_{ост.к} = 225,3кВ$ [14].

$$U_{ки} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \quad (149)$$

где $K_{И}$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием $K_{И} = 1,35$;

$K_{К}$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции $K_{К} = 1$;

$U_{исп50}$ – испытательное напряжение изоляции электрооборудования $U_{исп50} = 200кВ$,

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 381 ,$$

$$225,3 \leq 381/1,2 ,$$

$$225,3 \leq 317,5 - \text{условие выполняется.}$$

б) Выберем длину пути утечки ограничителя и его климатическое исполнение. По исходным данным степень загрязнения атмосферы относится к категории II, следовательно длина пути утечки должны быть не менее 2,00 см/кВ или $2 \text{ см} / \text{кВ} \cdot 126 \text{ кВ} = 250 \text{ см}$. Для ОПН-РК-110/83-10-760 минимальная длина пути утечки $L_{ут} = 280 \text{ см}$,

$$250 \leq 280 - \text{условие выполняется.}$$

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

Ограничитель марки ОПН-РК-110/83-10-760 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора.

9.6.2 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ

ОПН-П-10/12,0/10УХЛ1[14] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ СЭЩ-70 и КРУ СЭЩ-63.

9.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Два трансформатора с.н. устанавливаются на всех двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ. [2, с.475]. Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. [26]

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Таблица 26 – Нагрузка собственных нужд ГПП

Вид потребителя	Р, кВт	cosφ, о.е.	Кол-во	Нагрузка	
				Р, кВт	Q, кВар
Охлаждение ТРДН– 32000/110	3,3	0,85	2	6,6	4,1
Подогрев выключателей – ЗАР1-FG 145	2,4	1	2	4,8	–
Подогрев, освещение и вентиляция шкафа КРУ	1,51	1	22	33,22	–
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ	6	1	1	6	-
Освещение ОРУ 110 кВ	2	1	1	2	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	23	1	2	46	-
Подогрев приводов разъединителей РГПЗ-СЭЩ-110	0,08	1	8	0,64	-
Итого:				99,26	33,46

6.1.1 На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. [22]

6.3.1.1 На ПС напряжением 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В. [22]

6.1.2 Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше. [22]

Расчетная нагрузка определяется [2, с.475], кВ·А,

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (150)$$

где $P_{уст}$ – расчетная активная нагрузка ТСН, кВт;

k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчетах можно принять $k_c=0,8$. [2, с.475]

$$S_p = 0,8 \cdot \sqrt{99,26^2 + 33,46^2} = 83,80$$

Мощность ТСН определяется так, кВ·А,

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{расч}}{K_{П}}, \quad (151)$$

где $K_{П}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки, его можно принять равным 1,4.

$$S_{ном.т} \geq \frac{83,80}{1,4} = 59,86$$

Ближайшее номинальное значение мощности соответствует трансформатору ТСН-63/10.

Таблица 27 – Характеристики трансформатора ТСН - 63/10

$S_{т.ном},$ кВА	$U_{ном}^{ВН},$ кВ	$U_{ном}^{НН},$ кВ	Схема и группа соединений обмо- ток	$u_k, \%$	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт
100	10	0,4	У/У _н -0	4,0	0,26	1,45

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{n_{тр} \cdot S_{т.ном}}, \quad (152)$$

$$k_3 = \frac{83,80}{2 \cdot 63} = 0,66$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6 - 0,7). [4, с.393].

Проверка по коэффициенту аварийной перегрузки:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{т.ном}}, \quad (153)$$

$$k_3 = \frac{83,08}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,32$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,40:

$$k_{ав} \leq 1,4, \quad (154)$$

$$1,32 < 1,4$$

ТМ – 63/10 удовлетворяет всем требованиям.

6.1.5 На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии ШУОТ) трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов. [НТП]

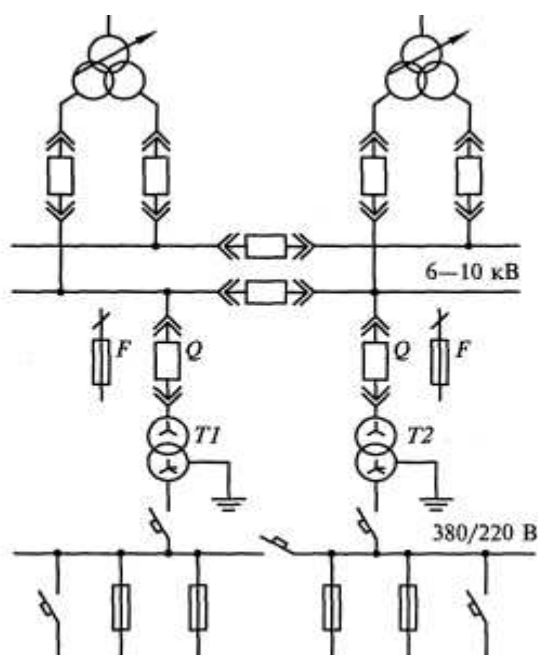


Рисунок 8 – Схема питания с.н подстанции с оперативным постоянным током

9.8 Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В

К защитным устройствам в установках ниже 1000 В относятся плавкие предохранители и автоматические воздушные выключатели. Плавкие предохранители – простейшие защитные аппараты. Автоматические выключатели – используются для защиты сети от перегрузок, коротких замыканий или снижений напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электродвигателей.

Способ соединения цеховых трансформаторов со сборными шинами РУ НН будет производиться с применением автоматических выключателей.

9.8.1 Выбор автоматических воздушных выключателей

Выбор автоматических выключателей можно разделить на следующие этапы:

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения автомата $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq i_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Ток нормального и послеаварийного режимов работы цехового трансформатора, на стороне НН подстанции (0,4 кВ), А:

$$I_{номНН0,4} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (155)$$

$$I_{номНН0,4} = 0,7 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 644,74,$$

$$I_{раб.максНН0,4} = k_3^{n/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (156)$$

$$I_{раб.максНН0,4} = 1,4 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1289$$

Исходя из максимального рабочего тока и напряжения установки выбираем автоматически выключатель ВА-СЭЩ-АС16 [12] воздушный автоматический выключатель с номинальным током 1600 А. Условия проверки данного выключателя представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Автоматический выключатель ВА-АС/16
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1289 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 8,21 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 65 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 8,62 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 65 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 8,21^2 \cdot (0,035 + 0,002) = 2,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный автоматический выключатель проходит проверку по всем условиям.

9.8.2 Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения. На напряжении 10 кВ понижающих подстанций устанавливают предохранители типа ПК.

Условия выбора предохранителей:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) По номинальному току $I_{раб} \leq I_{ном}$;
- 3) По отключающей способности $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$;

Примем к установке для трансформаторов мощностью 250, 630 кВА предохранители марки ПК-10/80 [1]. Проверка данных предохранителей приведена в таблице 29.

Таблица 29 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 250 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 630 кВА	Каталожные данные	
			Предохранитель ПК-10/30	Предохранитель ПК-10/50
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 20,3$ А	$I_{раб.макс} = 50,54$ А	$I_{ном} = 30$ А	$I_{ном} = 50$ А
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 8,62$ кА	$I_{пт} = 8,62$ кА	$I_{откл.ном}$ не ограничен	$I_{откл.ном} = \frac{200}{\sqrt{3}} \cdot 6 = 19,25$ кА
$t_B \leq t_K$	$t_{ABT} = 0,35$ с	$t_{ABT} = 0,35$ с	$t_B = 0,5$ с	$t_B = 2$ с

Плавкие вставки предохранителей выбирают с учетом отстройки их от бросков намагничивающего тока трансформатора в соответствии с ПУЭ. Максимальная мощность цехового трансформатора на заводе не более 630 кВА, значит, номинальный ток плавкой вставки предохранителя равен 75 А.

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ осуществляется по условию, с

$$t_B \geq \frac{t_{с.з} + \Delta t}{K_{II}}, \quad (157)$$

где t_B – время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с.

Для автоматического выключателя:

$$t_B \geq \frac{t_{c.3} + \Delta t}{K_{II}}, \quad (158)$$

где $t_{c.3}$ – полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя,

$t_{c.3} = 0,02 \pm 0,01$ с – для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания;

$t_{c.3}$ для предохранителей определяется по ампер-секундной характеристике;

Δt – минимальная ступень селективности, принимается для автоматов – 0,3 с, для предохранителей – 0,6 с;

K_{II} – коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева,

K_{II} принимается равным 0,9.

Ток I_{K5} приводим к напряжению 10 кВ, кА:

$$I'_{кзК5} = I_{кзК5} \cdot K_T, \quad (159)$$

$$I'_{кзК5} = 8,21 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 0,313$$

По току $I'_{кзК5}$ по ампер-секундной характеристике плавкого предохранителя на 100 А определяем время плавления плавкой вставки $t_B \approx 2$ с [1].

Для автоматического выключателя, с:

$$t_B = \frac{0,02+0,3}{0,9} = 0,35,$$

$$2 > 0,35$$

Время срабатывания предохранителя больше, чем время срабатывания автоматического выключателя, значит условие селективности соблюдается.

										Лист
										93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

10 Проверка электродвигателей на самозапуск

Самозапуск заключается в том, что при восстановлении электроснабжения после кратковременного нарушения электродвигатели восстанавливают свой нормальный режим работы. Отличительные особенности самозапуска по сравнению с обычным пуском:

- Одновременно пускается группа двигателей;
- В момент восстановления электроснабжения и начала самозапуска часть, или все электродвигатели вращаются с некоторой скоростью;
- Самозапуск обычно происходит под нагрузкой.

При кратковременном нарушении электроснабжения самозапуск допустим как для самих механизмов так и для электродвигателей.

Если невозможно обеспечить самозапуск двигателей, то в первую очередь необходимо обеспечить самозапуск для ответственных механизмов, отключение которых необходимо.

Расчет условия самозапуска синхронных двигателей:

В цехе № 5 установлены 4x1250 СД. Из справочника выбираем двигатель марки СДН15-39-6УЗ.

В цехе № 14 установлены 4x1600 СД. Из справочника выбираем двигатель марки СДН15-49-6УЗ.

Справочные данные внесем в таблицу 30.

Таблица 30 – Паспортные данные синхронных двигателей

№ цеха	S _н , кВА	P _н , кВт	U _н ,кВ	n, %	I _п /I _н	N, об/мин	cosφ
5	1316	1250	10	94,5	2	1000	0,95
14	1684	1600	10	95,2	2	1000	0,95

Номинальный ток электродвигателя, А:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (160)$$

где P_{ном} – номинальная активная мощность двигателя, кВт;
η – КПД двигателя, о.е.

$$I_{номСД1} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,945} = 80,48$$

$$I_{номСД2} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 0,952} = 102,26$$

Пусковой ток электродвигателя, А:

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Остаточное напряжение на шинах, от которых питаются электродвигатели, кВ:

$$U_{ост.дв} = U_{ном.дв} \cdot \frac{X_{дв.экв}}{X_{сумм.расч}}, \quad (166)$$

$$U_{ост.дв} = 10 \cdot \frac{3,95}{4,46} = 8,86,$$

$$\frac{U_{ост.дв}}{U_{ном.дв}} \cdot 100\% = \frac{8,86}{10} \cdot 100\% = 88,6\%$$

Самозапуск электродвигателя обеспечивается.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

11 Релейная защита трансформатора ТРДН-40000/110

11.1 Повреждения и ненормальные режимы работы

Основные повреждения:

- междуфазные или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызвать повреждение изоляции и токоведущих частей.

При замыкании одной из фаз на «землю» в сетях с изолированной нейтралью появляется ток замыкания на землю. Этот вид повреждения создает ненормальный режим, вызывая перенапряжения, которые могут повлечь за собой нарушение изоляции относительно земли двух неповрежденных фаз и однофазное КЗ перейдет в междуфазное.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора.

От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия на базе реле РТ-40, газовая защита и защита от замыканий на «землю» (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижение напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ и, как следствие, снижения напряжения возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается защита – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{сз} = t_{сзсм.эл} + \Delta t$.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования и, соответственно, к ускоренному износу изоляции и ее повреждению.

Так как перегрузка — это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

										Лист
										97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию поврежденных и ненормальных режимов элемента или участка энергосистемы от ее поврежденных частей.

Защита, устанавливаемая на силовом трансформаторе, должна или обеспечивать его отключение при междуфазных и витковых коротких замыканиях, а также при замыкании на землю, или подавать сигнал о ненормальном режиме работы трансформатора (перегрузке трансформатора, повышении температуры масла и т.д.).

На рассматриваемом в данном проекте трансформаторе ГПП предусматриваются следующие защиты:

- 1 От междуфазных КЗ на выводах и обмотках трансформатора - продольная дифференциальная токовая защита;
- 2 Газовая защита;
- 3 Защита от сверхтоков внешних КЗ;
- 4 Защита от технологической перегрузки

Для защиты трансформатора будем использовать шкаф релейной защиты ШЭ 2607 041 “Экра”. Методика расчета защит взята из [20]

Резервные защиты трансформаторов в микропроцессорных терминалах выполняются на тех же принципах, что и защиты на электромеханических реле. Поэтому методы расчетов микропроцессорных резервных защит, в основном, не отличаются от методов расчета электромеханических и полупроводниковых защит.

11.2 Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора

Для защиты трансформатора от КЗ между фазами на землю и от замыканий витков одной фазы широкое распространение получила продольная дифференциальная защита.

Принцип действия защиты основан на сравнении величины и направления токов до и после защищаемого элемента (в данном случае трансформатора).

Расчеты выполнены по (4.1), (4.2) [20] и сведены в таблицу 31.

Таблица 31. Расчет базисных токов

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		110 кВ	10,5 кВ	10,5 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.стор}}}$	$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201,05 \text{ А}$	$I_{\text{ном.НН1}} =$	$= I_{\text{ном.НН2}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2202,04 \text{ А}$

Схема соединения трансформаторов тока	-	Y	Y	Y
Коэффициент схемы	$k_{сх.ТТ}$	1	1	1
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I	300/5	2000/5	2000/5
Базисные токи по сторонам трансформатора	$I_{баз.стор} = \frac{I_{ном.стор} k_{сх}}{K_I}$	$I_{баз.ВН} = \frac{201,5 \cdot 1}{300/5} = 3,36 \text{ А}$	$I_{баз.НН1} = I_{баз.НН2} = \frac{2202,04}{2000/5} = 5,51 = 5,77 \text{ А}$	
Число витков первичных обмоток входных ТТ терминала	-	$w_1=4$	$w_1=1$	$w_1=1$

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ определяется по (4.9) и (4.10) [20], о.е.:

$$I_{д0 \text{ расч}} = k_{отс} (k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{АТ}) = 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,02) = 0,364,$$

где $k_{отс} = 1,3$, о.е.;

$k_{одн} = 1$, о.е.;

$k_{пер} = 2$, о.е.;

$\varepsilon = 0,05$, о.е.;

$\Delta u_{рег} = 0,16$, о.е.;

$\Delta f_{выр} = 0,02$, о.е.;

$\Delta f_{АТ} = 0$.

Принимаем $I_{д0} = 0,4$ о.е.

Принимаем уставку начала торможения равной $I_{Т0} = 1,0$ о.е

Определяем максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ в точке К2:

$$I_{К-2}^{(3)} = 12,10 \text{ кА, приведен к } U_{НН}.$$

Ток КЗ, приведенный к $U_{ВН}$, кА:

$$I_{К-3}^{(3)} = 12,10 \cdot \frac{10,5}{115} = 1,105$$

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ				

Максимальное значение сквозного тока при внешнем КЗ в относительных единицах по (4.14) [20], о.е:

$$I_{K\max} = \frac{I_{K\max \text{ стор}}}{K_{I \text{ стор}} \cdot I_{\text{баз.стор}}} = \frac{1105 \cdot 5}{300 \cdot 3,36} = 5,48$$

Дифференциальный ток, равный току небаланса при максимальном сквозном токе при внешнем КЗ, по (4.13) [20], о.е.:

$$I_{\text{д}} = (k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta u_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) I_{K\max} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 5,48 = 2,1$$

Тормозной ток при внешнем КЗ согласно (4.15) [20], о.е.:

$$I_{\text{т}} = \sqrt{I_{K\max} (I_{K\max} - I_{\text{д}}) \cdot \cos(180^\circ - \alpha)} = \sqrt{5,48 \cdot (5,48 - 2,1) \cdot \cos 15^\circ} = 4,23$$

Коэффициент торможения по (4.16) [20], о.е.:

$$k_{\text{т}} \geq k_{\text{отс}} \frac{I_{\text{д}} - I_{\text{д}0}}{I_{\text{т}} - I_{\text{т}0}} = 1,1 \cdot \frac{2,1 - 0,364}{4,23 - 1,0} = 0,59.$$

Принимаем $k_{\text{т}} = 0,6$. Угол наклона тормозной характеристики α будет равен $\alpha = \arctg 0,6 = 31^\circ$.

Ток торможения блокировки по (4.12) [20] равен, о.е:

$$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} k_{\text{пред.нагр}} \frac{I_{\text{ном.нагр}}}{K_{I\text{стор}} I_{\text{баз.стор}}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{201,05 \cdot 5}{300 \cdot 3,36} = 1,97.$$

Принимаем $I_{\text{т.бл}} = 2$ о.е.

Уровень блокировки по второй гармонике принимаем равным $I_{f2} / I_{f1} = 0,15$ (15 %).

По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора принимаем

$$I_{\text{отс}} = 6,5 \text{ о.е}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешнем КЗ по (4.18) [20], о.е:

									Лист
									100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{отс} = 1,5I_{Kmax} (k_{пер}k_{одн}\varepsilon + \Delta u_{рег} + \Delta f_{выр}) = 1,5 \cdot 5,48 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) = 3,95$$

Принимаем $I_{отс} = 6,5$ о.е.

Чувствительность защиты при двухфазном КЗ на секции НН (точка К2).

$$k_{ч} = \frac{I_{Kmin}^{(3)} \cdot \sqrt{3} / 2}{I_{д0} \cdot I_{баз.ВН} \cdot K_{ЛВН}} = \frac{1105 \cdot \sqrt{3} / 2}{0,364 \cdot 3,36 \cdot 300 / 5} = 2,61 > 2$$

Чувствительность защиты обеспечивается $k_{ч} > 2$.

11.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

В микропроцессорных устройствах, предназначенных для защит трансформаторов («Сириус – Т», «Сириус – ТЗ», защиты фирмы «ЭКРА» и т. д.) максимальные токовые защиты (МТЗ) предусматриваются для всех сторон защищаемого трансформатора

МТЗ сторон НН

Первичный ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока с учетом самозапуска двигателей при включении секционного выключателя от устройства АВР по (4.20) [20], А:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс}k_{сзп}}{k_{в}} I_{раб.мах}$$

где $k_{сзп}$ - коэффициент самозапуска, зависит от удаленности и процентного содержания в нагрузке двигателей. Можно принять равным $4 \div 4,5$ для промышленных, $2,5$ для городских и 2 для сельских сетей (уточняется расчетом);

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равен $1,2$;

$k_{в}$ - коэффициент возврата, для микропроцессорных защит равен $0,92 \div 0,95$;

$I_{раб.мах}$ - максимальный рабочий ток трансформатора в месте установки защиты.

Ток нагрузки на обмотках НН, А:

$$I_{номНН1} = I_{номНН2} = \frac{S_{ном} / 2}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}$$

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$I_{\text{номНН1}} = I_{\text{номНН2}} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1101,02$$

Мощность трансформатора в нормальном режиме составляет $0,7S_{\text{ном}}$.

Максимальный рабочий ток с учетом АВР, А:

$$I_{\text{раб.мах}} = 0,7I_{\text{ном}} + k_{\text{сзп}} \cdot 0,7I_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{раб.мах}} = 0,7 \cdot 1101,02 + 4 \cdot 0,7 \cdot 1101,02 = 3853,57,$$

$$I_{\text{с.з.НН1}} = I_{\text{с.з.НН2}} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 3853,57 = 4972,35,$$

Чувствительность защиты определяется при двухфазном КЗ на секции в минимальном режиме (точка К2). Ток КЗ равен $I_{\text{П0-К2}} = 12,1 \text{ кА}$ (приведен к $U_{\text{НН}}$).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{П0-К2}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.НН1}}} = \frac{12100 \cdot \sqrt{3} / 2}{4972,35} = 2,1 < 1,5$$

Защита проходит по чувствительности, поэтому МТЗ стороны НН с пуском по напряжению не требуется.

Вторичный ток срабатывания МТЗ НН (уставка), А:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з.НН1}}}{K_I} = \frac{4972}{2000/5} = 12,43,$$

$$I_{\text{уст.МТЗНН1}} = I_{\text{устМТЗНН2}} = 12,43$$

Время срабатывания МТЗ НН выбирается на ступень селективности Δt больше, чем время действия защиты секционного выключателя.

Время срабатывания МТЗ секционного выключателя:

$$t_{\text{с.з.СВ}} = t_{\text{с.з.отх.прис.}} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с},$$

$$t_{\text{с.з.НН1}} = t_{\text{с.з.НН2}} = t_{\text{с.з.СВ}} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с},$$

где ступень селективности Δt принята равной 0,3 с.

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

МТЗ стороны ВН

МТЗ стороны ВН выполняется с пуском по напряжению.

Первичный ток срабатывания защиты отстраивается от номинального тока трансформатора по (4.29) [20], А:

$$I_{с.з.ВН} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{ном.ВН} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 201,05 = 259,42$$

Чувствительность МТЗ ВН по току определяется при двухфазном КЗ на секции 10,5 кВ (Точка К2).

Ток КЗ, приведенный к напряжению $U_{ВН}$ равен, А:

$$I_{К-2}^{(3)} = 12100 \cdot \frac{10,5}{115} = 1104,78,$$

$$k_{ч} = \frac{I_{К-2min}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{1104,78 \cdot \sqrt{3} / 2}{259,42} = 3,68 > 1,5$$

Для пуска МТЗ ВН по напряжению используются два пусковых органа напряжения от защит МТЗ НН1 и МТЗ НН2.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения (подключается к трансформаторам напряжения на сторонах НН) согласно (4.30) [20], кВ:

$$U_{с.з.ВН} = 0,6U_{номНН} = 0,6 \cdot 10,5 = 6,93$$

Уставка по напряжению, В:

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з}}{K_U} = \frac{6,93 \cdot 10^3}{10500/100} = 60$$

Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности по (4.32) [20] равно, кВ:

$$U_{2с.з.} = 0,06U_{ном} = 0,06 \cdot 10,5 = 0,63,$$

$$U_{2с.р.} = \frac{U_{2с.з.}}{K_U} = \frac{0,63 \cdot 10^3}{10500/100} = 6 \text{ В}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ ВН равен, А:

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{\text{с.р.ВН}} = \frac{I_{\text{с.з.ВН}}}{K_{\text{IВН}}} = \frac{259,42}{300/5} = 4,32 ,$$

$$I_{\text{уст.МТЗ ВН}} = 4,32$$

Время срабатывания МТЗ ВН выбирается на ступень селективности Δt больше, чем время действия защиты стороны НН

$$t_{\text{с.з.ВН}} = t_{\text{с.з.НН}} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

11.4 Защита от технологических перегрузок

На понижающем трансформаторе с расщепленной обмоткой стороны НН защита от перегрузки устанавливается на каждом вводе стороны НН и на стороне ВН трансформатора.

Защита от перегрузки стороны НН (подключается к трансформаторам тока стороны НН), А:

$$I_{\text{с.з.НН1}} = I_{\text{с.з.НН2}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.НН}} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 1101,02 = 1420,67$$

Защита от перегрузки стороны ВН (подключается к трансформаторам тока стороны ВН), А:

$$I_{\text{с.з.ВН}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.ВН}} = \frac{1,2}{0,93} \cdot 201,05 = 259,42 ,$$

где коэффициент отстройки принят равным $k_{\text{отс}} = 1,2$; коэффициент возврата $k_{\text{в}} = 0,93$.

Уставки защиты, А:

$$I_{\text{с.р.НН1}} = I_{\text{с.р.НН2}} = \frac{I_{\text{с.з.НН}}}{K_{\text{IНН}}} = \frac{1420,67}{2000/5} = 3,55 ,$$

$$I_{\text{с.р.ВН}} = \frac{I_{\text{с.з.ВН}}}{K_{\text{IВН}}} = \frac{259,42}{300/5} = 4,32$$

Защиты от перегрузки действуют на сигнал с выдержкой времени 9 с.

						Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11.5 Газовая защита на базе реле РГТ-80

Согласно ПУЭ газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью выше 1000 кВ·А.

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов.

Основными достоинствами газовой защиты являются: простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или на отключение в зависимости от размеров повреждения. В нашем случае газовая защита срабатывает на отключение трансформатора.

Повреждения трансформатора, возникающие внутри его кожуха, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специальной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движение масла.

Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходящий газ и поток масла, устремляющиеся в расширитель при повреждениях в трансформаторе.

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформатора от повреждений его обмоток и особенно при витковых замыканиях, на которые дифференциальная защита реагирует только при большого числа витков, а максимальная защита не реагирует совсем.

В настоящее время все трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше поставляются вместе с газовой защитой.

Газовая защита не действует при повреждениях на выводах трансформатора и должна выводиться из действия, когда имеется опасность выделения воздуха в кожухе трансформатора (т.е. после доливки масла, ремонта трансформатора и включения его вновь).

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

12 Расчет заземляющего устройства

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок 1 кВ и выше сети с эффективно заземленной нейтралью выполняются с учетом сопротивления $R_3 \leq 0,5$ Ом или допустимого напряжения прикосновения.

Один из методов расчета – замена сложного заземлителя расчетной квадратной моделью при условии равенства их площадей S , общей длины ЛГ горизонтальных проводников, глубины их заложения t , числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

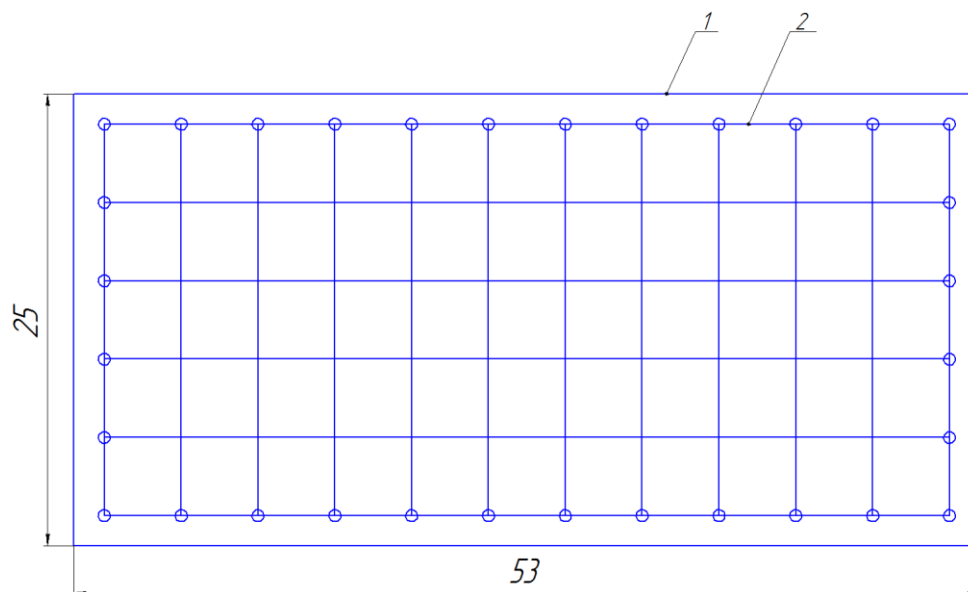


Рисунок 9 – План заземляющего устройства: 1 – ограждение подстанции; 2 – заземляющее устройство подстанции

Определим расчетную длительность воздействия однофазного КЗ, с:

$$\tau_B = t_{p,z} + t_{отк,B}, \quad (167)$$

где $t_{p,z}$ – время действия релейной защиты, с;
 $t_{отк,B}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$\tau_B = 0,12 + 0,05 = 0,17$$

По [2, с. 596] с учетом длительности воздействия определяем допустимое напряжение прикосновения $U_{п,доп} = 400$ В.

В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 . Величины ρ_1 , ρ_2 , h определяются на основе замеров. По [2] принимаем $\rho_1 = 500$ Ом·м (песок); $\rho_2 = 100$ Ом·м (суглинок), $h = 2$ м.

Определим коэффициент прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (168)$$

где $l_B = 5$ длина вертикального заземлителя, м;

$L_{\Gamma} = 387$ длина горизонтальных заземлителей, м;

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

$S = 1325$ площадь заземляющего устройства, м²;

$M = 0,75$ параметр, зависящий от ρ_1 / ρ_2 ;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека $R_{ч}$ и сопротивлению растекания тока от ступней R_C :

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_C}, \quad (169)$$

где $R_{ч} = 1000$ Ом – сопротивление тела человека;

$R_C = 1,5 \cdot \rho_1$ – сопротивление ступни человека.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57,$$

$$k_{II} = \frac{0,75 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 618}{5 \cdot \sqrt{25 \cdot 53}}\right)^{0,45}} = 0,12$$

Потенциал на заземлителе, В:

$$U_3 = \frac{U_{пр. доп}}{k_{II}}, \quad (170)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,12} = 3333$$

Что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Допустимое сопротивление заземляющего устройства, Ом:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (171)$$

									Лист
									107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, А:

$$I_3 = (0,4 - 0,6) \cdot I_{кзК1}, \quad (172)$$

$$I_3 = 0,5 \cdot 2139 = 1069,5,$$

$$R_{3,доп} \leq \frac{3333}{1069,5} = 3,12$$

Для дальнейшего расчета заменяется сложный действительный заземлитель подстанции на более простую квадратную расчетную модель. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели.

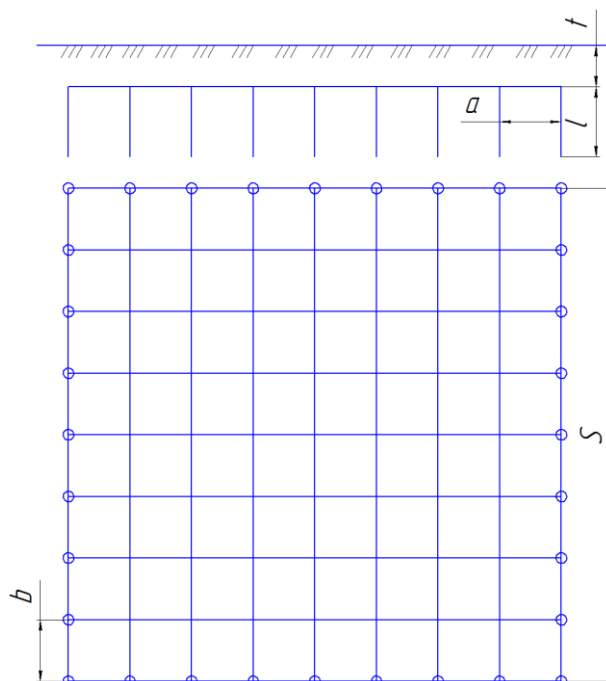


Рисунок 10 – Расчетная модель

Длина стороны модели равна, м:

$$\sqrt{S} = \sqrt{25 \cdot 53} = 36,4$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (173)$$

						Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$m = \frac{618}{2 \cdot 36,4} - 1 = 7,49$$

Принимаем $m = 8$.

Длина полос в расчетной модели, м:

$$L_T = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (174)$$

$$L_T = 2 \cdot 36,4 \cdot (8 + 1) = 655,2$$

Длина сторон ячейки, м:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (175)$$

$$b = \frac{36,4}{8} = 4,55$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при $a/l_B = 1$:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_B}, \quad (176)$$

$$n_B = \frac{36,4 \cdot 4}{5} = 29,12$$

Принимаем $n_B = 29$.

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_B = l_B \cdot n_B, \quad (177)$$

$$L_B = 5 \cdot 29 = 145$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{36,4} = 0,157 \geq 0,1,$$

									Лист
									109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (178)$$

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{5+0,7}{36,4}) = 0,346 ,$$

По [2] для $\rho_1/\rho_2 = 5$, $a/l_B = 1$,

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26 ,$$

Определяем $\rho_{\text{э}}/\rho_2 = 1,22$, тогда $\rho_{\text{э}} = 1,22 \cdot \rho_2 = 1,22 \cdot 100 = 122 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Общее сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_r + L_B}, \quad (179)$$

$$R_3 = 0,346 \cdot \frac{122}{36,4} + \frac{122}{655,2 + 145} = 1,312$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого, Ом:

$$R_3 \leq R_{3,\text{дон}},$$

$$1,31 < 3,12$$

Напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{II}} \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (180)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 1069,5 \cdot 1,312 = 168,38$$

Что меньше допустимого 400 В.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

13 Расчет молниезащиты

Молниезащитная система (МЗС) – это комплекс защитных мероприятий, предназначенный для обеспечения надежной работы оборудования, безопасности людей, сохранности зданий с сооружений при грозовых воздействиях.

Электрические станции и подстанции по [] относятся к специальным объектам и по отраслевому руководящему документу РД 153 – 34.3 – 35.125 – 99, вероятность защиты этих объектов должна быть не менее 0.995 [].

Защита оборудования открытых распределительных устройств (ОРУ) от ПУМ обеспечивается стержневыми и тросовыми молниеотводами. Последние в основном используются для защиты ошиновки очень большой протяженности.

Стержневые молниеотводы выполняют в виде вертикальных металлических стержней (молниеприемников), возвышающихся над защищаемыми объектами, соединенных с заземлителем. Минимальные сечения молниеприемников: для стали – 50 мм², алюминия – 70 мм² и меди – 35 мм² [1].

Защитное действие молниеотводов связано с избирательной поражаемостью молнией высоких объектов. Зоной защиты молниеотвода называют пространство вокруг молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины.

Выявляем объект, требующий защиты от ударов молнии, имеющий наибольшую высоту на ОРУ $h_x = 11,35$ м.

$h_x = 11,35$ м – высота защищаемого оборудования (гибкие шины);

$h = 19$ м – высота молниеотвода для 110 кВ;

$h_a = h - h_x$ – высота активной части молниеотвода;

$a_1 = 23,5$ м – расстояние между молниеотводами;

$a_2 = 27,8$ м – расстояние между молниеотводами;

r_x – зона защиты одиночного молниеотвода.

Выбираем наибольший прямоугольник, образованный точками установки молниеотводов на рис.17.1 это точки 1-2-3-4. Размеры прямоугольника 27,8 x 23,5 м.

Определяем по размерам этого прямоугольника длину диагонали L_{1-5} , м²:

$$L_{1-4} = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (181)$$

$$L_{1-4} = \sqrt{23,5^2 + 27,8^2} = 36,4$$

Для надежности защиты 0,995

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$L_{\max} = 4,35 \cdot h, \quad (182)$$

$$L_{\max} = 4,35 \cdot 19 = 82,7,$$

$$L_C = 2,25 \cdot h, \quad (183)$$

$$L_C = 2,25 \cdot 19 = 42,8$$

В соответствии с условием, м:

$$L_{1-4} \leq L_C \leq L_{\max}, \quad (184)$$

$$16,8 < 42,8 < 82,7$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (185)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2$$

Высота расположения минимальной зоны, м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (186)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 19 = 16,2$$

Находим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте шин $h_x = 11,35$ м, м

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (187)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot \left(19 - \frac{11,35}{0,85} \right) = 6$$

Зона защиты двойного молниеотвода имеет следующие размеры при $L > h$:

$$h_C = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (188)$$

$$h_C = 16,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (36,4 - 19) = 13,1,$$

										Лист
										112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (189)$$

$$r_{cx} = 20,2 \cdot \frac{13,1 - 11,35}{13,1} = 2,75$$

Предельная высота молниеотвода h_{II} , обеспечивающая отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{1-4} , для вероятности защиты $P_z=0.995$:

$$h_{II} = \frac{42,8}{2,25} = 19$$

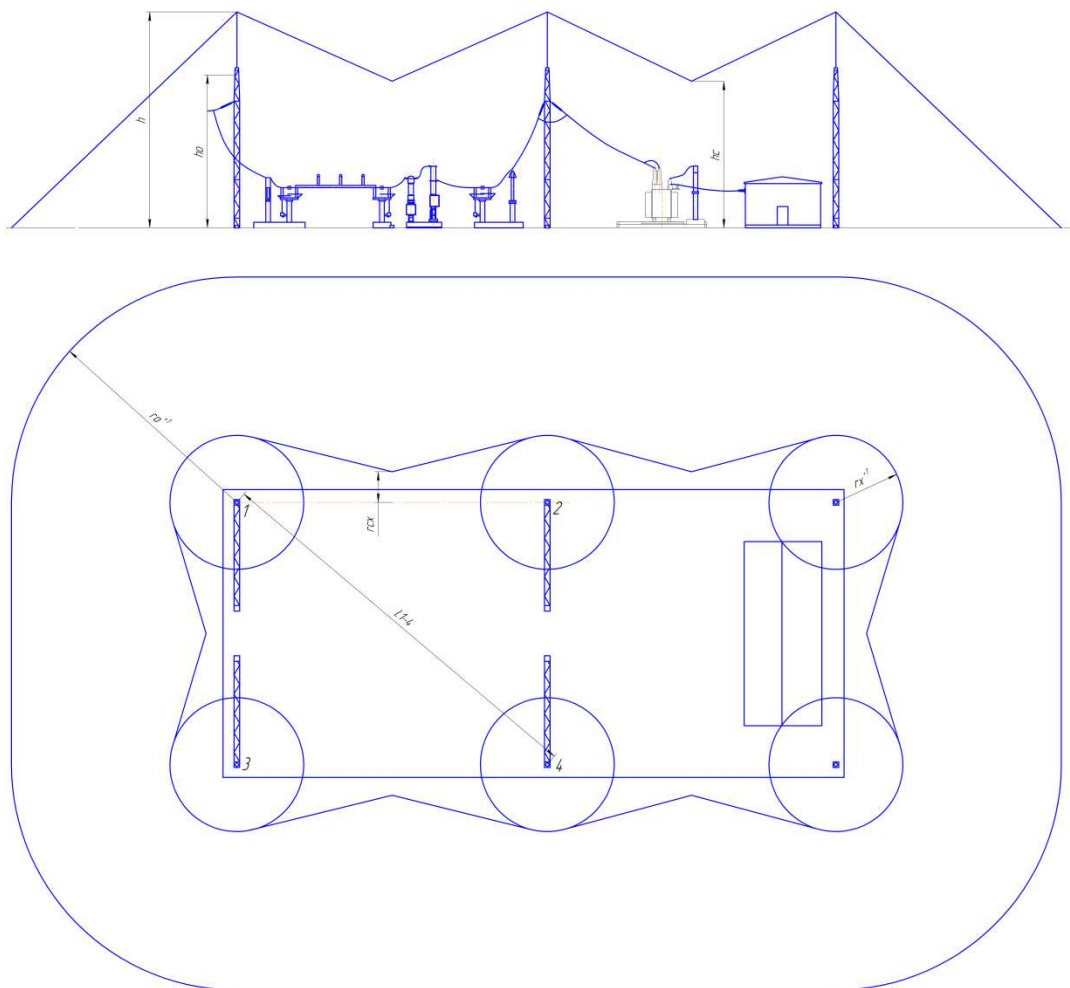


Рисунок 11 – Зона защиты шести стержневых молниеотводов на высоте h_x и h_0

						Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ	

Расчет показал, что на данном ГПП необходима установка 6 молниеотводов каждый высотой 19 метров. Расположение молниеотводов показано на рисунке.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

14 Электробезопасность. Текущий ремонт трансформаторов 10-500 кВ

3. Требования безопасности

3.1 Перед началом выполнения работ по текущему ремонту силовых трансформаторов необходимо оформить наряд-допуск для работы в электроустановках в соответствии с установленным на порядке и передать его оперативному персоналу для подготовки рабочего места.

3.2 Работы производятся соответствующим ремонтным персоналом, допущенным к данному виду работ, изучившим настоящую технологическую инструкцию.

3.3 Руководитель работ, производитель и допускающий перед началом работ проверяют правильность и качество подготовки рабочего места, правильность проведения организационных и технических мероприятий, направленных на безопасное проведение работ.

3.4 Перед началом работ рабочая зона должна быть убрана от посторонних предметов, на рабочих местах должны быть размещены необходимые: инструмент и оснастка.

3.5 При выполнении работ ремонтный персонал должен руководствоваться правилами охраны труда, указанными в таблице 1.1.

3.6 Рабочая зона должна быть освещена в соответствии с действующими правилами производства работ на АЭС.

3.7 На ОРУ и ВЛ с напряжением – 330 кВ и выше должна быть обеспечена защита рабочего персонала от биологически активного электрического поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека и вызывать появление электрических разрядов при прикосновении к заземленным или изолированным от земли электропроводящим объектам.

3.8 Допустимая напряженность неискаженного электрического поля составляет 5 кВ/м. При напряженности электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ/м (работа в зоне влияния электрического поля) необходимо применять средства защиты или защиту временем.

3.9 При уровне напряженности ЭП свыше 5 до 20 кВ/м допустимое время пребывания персонала рассчитывается по формуле:

$T = 50/E - 2$, где E - уровень напряженности действующего ЭП, кВ/м;
T - допустимое время пребывания персонала, ч.

3.10 Машины и механизмы на пневмоколесном ходу, находящиеся в зоне влияния электрического поля, должны быть заземлены. При их передвижении в этой зоне для снятия наведенного потенциала следует применять металлическую цепь, присоединенную к шасси или кузову и касающуюся земли.

3.11 При необходимости в наряде-допуске для работы в электроустановках указываются дополнительные меры безопасности при работе в зоне влияния электрического поля в строке «Отдельные указания».

3.12 Перед началом работ оперативному персоналу произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению выключателя (разобрать цепи оперативного тока).

										Лист
										115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

3.13 Вывесить запрещающие плакаты «Не включать! Работают люди» на ключах дистанционного управления выключателем.

3.14 Проверить отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током.

3.15 Установить заземления (включить заземляющие ножи). Вывесить указательные плакаты «Заземлено».

3.16 При работе на участках отключенных токоведущих частей электроустановок для снятия наведенного потенциала они должны быть заземлены. Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям без средств защиты не допускается. Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, также должны быть заземлены.

3.17 В электроустановках должны быть вывешены плакаты «Заземлено» на приводах разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки, при ошибочном включении которых может быть подано напряжение на заземленный участок электроустановки, и на ключах и кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами.

3.18 Оградить рабочее место сигнальной лентой (при необходимости) и вывесить на ограждение плакаты безопасности «Стоять! Напряжение» лицевой стороной внутрь. На каждой фазе разъединителя вывесить плакаты «Работать здесь».

3.19 При необходимости, в зоне расположения ремонтируемого оборудования произвести вырубку кустарниковой растительности.

3.20 При работе, выполняемой с применением подъемника, подъемник должен быть заземлен медным, гибким проводником сечением не менее 16 мм².

3.21 При работе с автоподъемника запрещается приближать люльку к соседним шинам на следующее соответствующее напряжению расстояние:

-U=110 кВ < 1,5 м;

-U=220 кВ < 2,5 м;

-U=500 кВ < 4,5 м;

3.22 Измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

3.23 Измерять сопротивление изоляции мегаомметром может работник, имеющий группу III.

3.24 При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

3.25 При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует

										Лист
										116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

3.40 Запорную арматуру механизма (задвижки, шиберы, заслонки, вентили и др.) необходимо устанавливать в положение, обеспечивающее безопасность выполнения работы.

3.41 При выводе в ремонт вращающихся механизмов с электроприводом снятие напряжения с электродвигателя и электроприводов арматуры должен производить электротехнический персонал.

3.42 С теплообменных аппаратов и трубопроводов, отключенных для ремонта, следует снять давление. С электроприводов отключающей арматуры снять напряжение.

3.43 При обнаружении дефектов (повреждений) в обязательном порядке должен быть поставлен в известность мастер бригады, выполняющей работы, старший мастер участка, которому принадлежит данное оборудование. Составлен акт дефектации и определен дополнительный объем работ по устранению дефекта.

3.44 До сборки устранить дефекты. Дефектные детали должны быть заменены новыми при поломках, трещинах, задирах, износах сверх предельно-допустимых величин при эксплуатации, при выработке установленного ресурса до замены.

3.45 Перед сборкой детали должны быть промыты растворителем «Нефрас-С2-80/120».

3.46 Сборка фланцевых соединений должна осуществляться согласно требованиям РД ЭО 0198–2000, при этом затяжка фланцевых соединений должна производиться симметрично, последовательно, крест–накрест, в направлении – по часовой стрелке и выполняться в 3–4 прохода.

3.47 При сборке необходимо следить за правильным подбором деталей и их расположением в силовых трансформаторах в соответствии с чертежами (рисунками) и маркировками, принять меры, исключая неверную сборку деталей.

3.48 Трущиеся поверхности всех деталей перед сборкой необходимо смазать смазкой «Циатим 221».

3.49 Рекомендуются при сборке заменять снятые прокладки. Прокладки изготавливать из паронита ГОСТ 481-80. Все паронитовые прокладки перед установкой должны быть протёрты сухим графитом.

3.50 При сборке силовых трансформаторов на все резьбовые соединения необходимо наносить смазку «Циатим 221» для исключения задиров резьбы.

3.51 На время перерывов в работе в течение рабочего дня, по окончании рабочего дня и на выходные дни запрещается оставлять внутри оборудования инструмент и приспособления, ветошь и т.п.

3.52 При ремонте, если работа не закончена, наряд-допуск ежедневно прикрывается, рабочее место убирается, знаки, плакаты и ограждения сохраняются.

3.53 Перед началом работы на следующий день производитель должен убедиться в целостности и сохранности оставленных плакатов, ограждений, а также - надежности заземлений.

										Лист
										118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

3.54 Каждую смену, по окончании работ, производитель работ обязан организовать уборку рабочего места. По окончании рабочего дня и на выходные дни запрещается оставлять на рабочем месте инструмент, приспособления, ветошь. При ремонте производитель (руководитель) работ должен обращать особое внимание ремонтного персонала на соблюдение мероприятий, исключающих попадание в оборудование посторонних предметов.

3.55 Перед пуском вращающегося механизма, в том числе и перед опробованием, должна быть собрана муфта сцепления, установлены все ограждения движущихся частей, сняты знаки безопасности, убран инструмент и материалы и выведены люди с места работ.

3.56 После опробования механизма (при необходимости продолжения работ на нем) рабочее место вновь подготавливается согласно условиям проведения работ, указанным в наряде-допуске.

3.57 Производитель работ обязан осуществлять постоянный контроль выполнения всеми членами бригады требований, указанных в данной инструкции.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте был произведен расчет электрических нагрузок предприятия и определен центр электрических нагрузок. Для решения вопроса о схеме внешнего электроснабжения было произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия. Также был произведен расчёт токов короткого замыкания и выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения.

В результате проведенных расчетов была разработана система электроснабжения деревообрабатывающего комбината, отвечающая всем необходимым требованиям по качеству и надежности электроснабжения.

					ДП – 13.03.02.07.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : учеб. Пособие по курсовому проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (2 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.

2 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станции и подстанции [Текст]: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2013. – 448 с.

3 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст]: Справочные материалы для проектирования электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. – Москва: ЭНАС, 2012 – 212 с.

4 Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС»

5 Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : учеб. Пособие по дипломному проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Т. П. Рубан, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (3 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.

6 Конденсаторные установки УКЛ 56-10,5-1800У3// Электротехнический завод «СлавЭнерго», – Режим доступа: <http://www.em.dn.ua/>

7 Силовые трансформаторы//АБС Электро, - Режим доступа: <http://www.vniir.ru/production/cat/cat/abs-vniir-trans.pdf>

8 Силовые кабели на 10 кВ//ОАО «Электрокабель» Кальчугинский завод, - Режим доступа: <http://pvkom.ru/UserFiles/File/katalog/cabelsil4.pdf>

9 Силовые кабели на 0,4 кВ//«Энергокомплект» каталог кабельнопроводниковой продукции, - Режим доступа: <http://baltcable.spb.ru/catalogs/energo.pdf>

10 Оборудование // ЗАО «Электрощит Самара». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

11 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: ЭнергATOMиздат, 1989. – 608 с.

12 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 октября 2010г. – Москва: КНОРУС, 2010. – 330 с.

13 Оборудование // ЗАО “ZETO” «Завод электротехнического оборудования». – Московская область, г.Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

14 Таврида Электрик ОПН. – Режим доступа: https://www.tavrida.com/upload/iblock/831/sa_all_technical_information.pdf

15 РД 34.09.208 Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ, - Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_10735.htm

										Лист
										121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

16 Технологический процесс переплавки редкоземельных металлов. – Режим доступа: <http://promplace.ru/dobycha-i-poluchenie-metallv-staty/proizvodstvo-medi-1460.htm>

17 Печные трансформаторы. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>

18 Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: Метод. Указания по курсовому и дипломному проектированию / Сост. С.А. Тимофеев. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 50 с.

19 Силовые трансформаторы 110 кВ // ООО «Тольяттинский Трансформатор», - Режим доступа: <https://www.gov.spb.ru/static/writable/ckeditor/uploads/2015/10/27/ООО%20«Тольяттинский%20Трансформатор».pdf>

20. Микропроцессорные устройства релейной защиты элементов энергетической системы. Учебное пособие. г. Самара: Самарский государственный технический университет, 2012. 98 с.

										Лист
										122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП – 13.03.02.07.ПЗ					

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов КЗ в программе RastrWin3

	O	S	s0	Номер	Название	№ API
1	<input type="checkbox"/>			2	AT_ВН	
2	<input type="checkbox"/>			3	AT_Н	
3	<input type="checkbox"/>			4	AT_СН	
4	<input checked="" type="checkbox"/>			5	ТР1_ВН	
5	<input type="checkbox"/>			6	ТР1_Н	
6	<input checked="" type="checkbox"/>			7	ТР1_НН	
7	<input checked="" type="checkbox"/>			8	ЦТ_ВН	
8	<input checked="" type="checkbox"/>			10	СД1	
9	<input type="checkbox"/>			11	СД2	
10	<input type="checkbox"/>			12	ТР1_НН'	
11	<input checked="" type="checkbox"/>			13	ЦТ_ВН	

Рисунок А.1 Таблица исходных данных “Узлы”

	N	Название	N узла	r	x	E
1	1	Система	2	0,100	4,762	1,730
2	2	СД1	8	7,920	316,700	1,905
3	3	СД2	9	9,500	380,000	1,905

Рисунок А.2 Таблица исходных данных “Генератор”

	О	Тип	N_нач	N_кон	R	X	Название	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2	3	0,25	10,00	АТ_ВН - АТ_Н	
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	3	4		-1,20	АТ_Н - АТ_СН	1,000
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4	5	0,23	0,39	АТ_СН - ТР1_ВН	
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	5	6	0,11	3,28	ТР1_ВН - ТР1_Н	1,000
5	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	6	7	1,53	45,94	ТР1_Н - ТР1_НН	
6	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	10	3,94	0,47	ТР1_НН - СД1	
7	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11	5,63	2,25	ТР1_НН - СД2	
8	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	8	11,42	1,35	ТР1_НН - ЦТ_ВН	
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р	6	12	1,53	45,94	ТР1_Н - ТР1_НН'	1,000
10	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	13	0,17	0,64	ТР1_НН' - ЦТ_ВН	
	<input type="checkbox"/>							

Рисунок А.3 Таблица исходных данных “Ветви”

Растр Макро - Расчет в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ.rbs

Файл Правка

```

!!!trying calc node -> 10
*****
*****
!!!trying calc node -> 13
*****
*****
|-----|
[ 5 ][ TP1_ВН ]
|----- < Шунт > -----|
Z1= 0,542+j13,129
----- < 3φ > -----|
I_1 = 0,076/_ -87,584 |
|-----|
|-----|
[ 7 ][ TP1_НН ]
|----- < Шунт > -----|
Z1= 1,667+j46,299
----- < 3φ > -----|
I_1 = 0,022/_ -87,724
|-----|
|-----|
[ 8 ][ ЦТ_ВН ]
|----- < Шунт > -----|
Z1= 4,446+j46,671
----- < 3φ > -----|
I_1 = 0,022/_ -80,017
|-----|
|-----|
[ 10 ][ СД1 ]
|----- < Шунт > -----|
Z1= 13,087+j47,649
----- < 3φ > -----|
I_1 = 0,022/_ -83,526
|-----|
|-----|
[ 13 ][ ЦТ_ВН ]
|----- < Шунт > -----|
Z1= 2,372+j63,033
----- < 3φ > -----|
I_1 = 0,016/_ -87,841
|-----|

```

Пуск
Очистить
Закреть

Рисунок А.4 Результат расчета токов трехфазного короткого замыкания