

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 » 06 2018 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

13.03.02.07 «Электроснабжение»


код и наименование специальности

Электроснабжение завода по ремонту маломерных судов

тема

Пояснительная записка

Руководитель


подпись, дата

к.т.н. доцент
должность, ученая степень

А.В. Суворин
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.И. Хомайко
инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
«Политехнический институт»
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Папеев В.И. Папеев

подпись инициалы, фамилия

« 5 » 05 20 18 г.

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ
РАБОТУ в форме дипломного проекта**

Студенту Хомайко Александру Игоревичу
фамилия, имя, отчество
Группа ФЭ-14-05Б Направление (специальность): 13.03.02.07
номер код
«Электроснабжение»
наименование специальности

Тема дипломного проекта:

Электроснабжение завода по ремонту маломерных судов

Утверждена приказом по университету № 2539 /с 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 трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 230/115/37 кВ. Трансформаторы работают отдельно;
4. Режим работы предприятия (завод работает в две смены);
5. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 8,2 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. Расчет молниезащиты и заземляющих устройств; 13. Расчет релейной защиты трансформатора ГПП; 14. Электробезопасность. 15. Самозапуск двигателей

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
подпись

А.В. Суворин
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

Хомайко
подпись, инициалы, фамилия студента

А.И. Хомайко

« 5 » 05 2018 г.

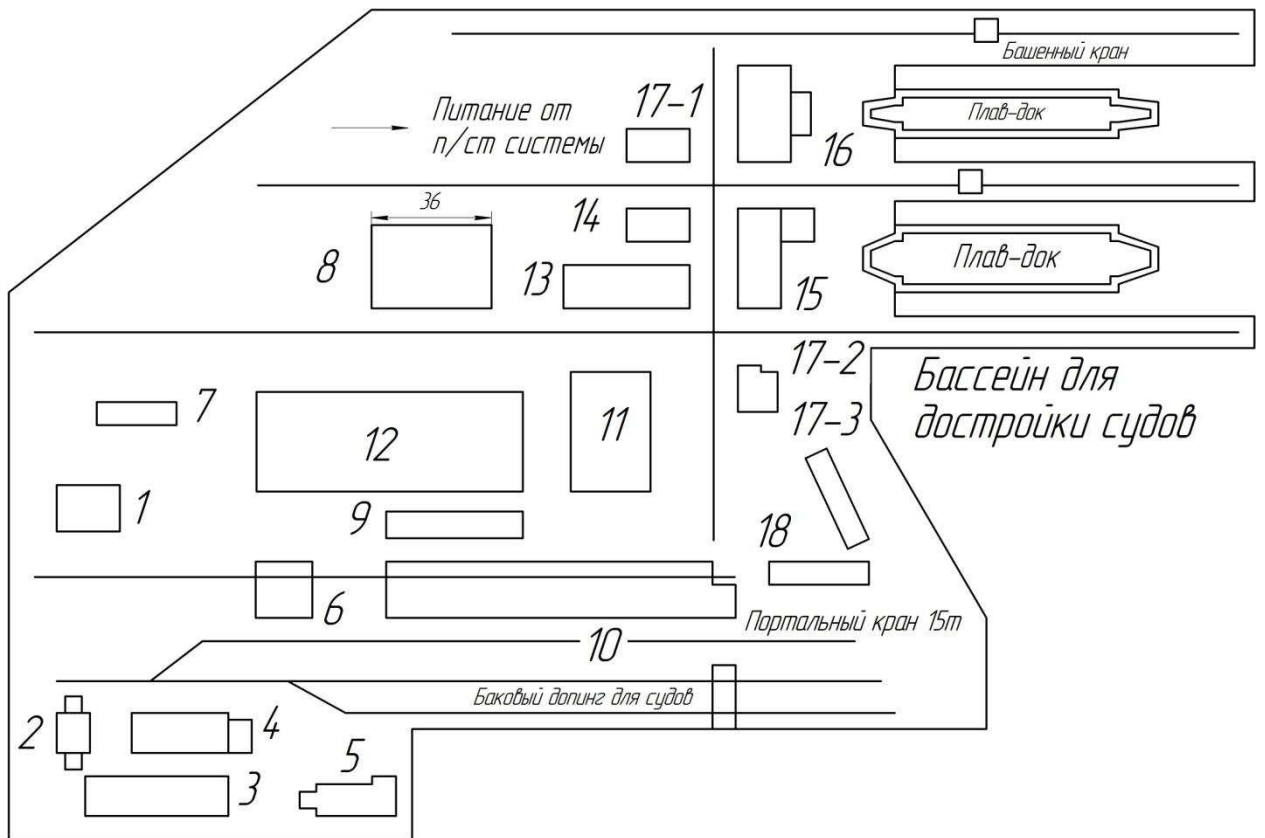


Рисунок 1 – Схема генерального плана завода

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Таблица 1 – Электрические нагрузки завода по ремонту маломерных судов

Наименование	Кол-во эл. приемников	Установленная мощность, кВт	
		Одного эл. приемника	Суммарная
1. Материальный склад	6	5	30
2. Склад сухого дерева	3	5-10	45
3. Лесосушилка	20	3-80	380
4. Деревообделочный цех	25	3-20	320
5. Столовая и магазин	23	1-30	290
6. Компрессорная			
а) синхронные двигатели (10 кВ),	4	630	2520
б) 0,4 кВ	8	1-28	280
7. Склад угля	5	5-20	75
8. Кузнечно-прессовой цех			604,8
9. Пожарное депо	10	3-15	110
10. Корпусно-механический цех	100	1-40	2350
11. Ремонтно-механический цех	40	1-22	480
12. Литейный цех:			
а) электродуговые печи ДПС-6	2	4500	9000
б) 0,4 кВ	80	1-80	2850
13. Модельный цех	25	5-10	350
14. Склад моделей	3	7	35
15. Гальванический цех	20	10-20	320
16. Сборочный, малярный цеха	50	1-10	490
17. Склад	5	3-5	25
18. Заводоуправление	10	1-10	110

Освещение цехов и территории завода определить по площади.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Электроснабжение завода по ремонту маломерных судов» содержит 113 страниц текстового документа, 9 иллюстрации, 26 таблиц, 194 формул, 1 приложение, 30 использованных источников, 6 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, КАБЕЛЬ, МОЩНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, САМОЗАПУСК.

Объект электроснабжения: завод высоковольтной аппаратуры.

Цели проектирования:

- определение местоположения подстанции;
- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;
- организация электроснабжения предприятия с минимальными затратами;
- обеспечение надежности электроснабжения
- выбор надежного оборудования;

В результате было разработано электроснабжение предприятия, в соответствии со всеми требованиями нормативных документов.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хомайко А.И.	<i>ХИ</i>	4.06.13	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Суворин А.В.	<i>СВ</i>	6.07.13		5	113
Реценз.					Кафедра «ЭТКиС»		
Н. Контр.		Суворин А.В.	<i>СВ</i>	6.08.13			
Утверд.		Пантелеев В.И.	<i>ВИ</i>	8.06.13			

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Краткая характеристика технологического процесса	11
2 Расчёт электрических нагрузок	12
2.1 Выбор печных трансформаторов	12
2.2 Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	12
2.3 Определение расчетной нагрузки завода в целом	16
3 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок	20
4 Проектирование системы внешнего электроснабжения	23
4.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия	23
4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	24
4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции	24
4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения	26
4.5 Технико-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 35 кВ	27
4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ	27
4.5.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	29
4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	30
4.6 Технико-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ	33
4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ	33
4.6.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	34
4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	35
5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	38
6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ	42

7	Выбор кабельных линий	43
7.1	Выбор кабельных линий 10 кВ	43
7.2	Выбор кабельных линий 0,4 кВ	47
8	Расчет токов короткого замыкания	49
9	Выбор оборудования	51
9.1	Выбора выключателей и разъединителей	51
9.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН подстанции (35 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35	51
9.1.2	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35	52
9.1.3	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий	53
9.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	54
9.2.1	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ)	54
9.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)	55
9.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	61
9.4	Выбор сборных шин и ошинок	63
9.4.1	Выбор сборных шин и ошинок на стороне ВН	63
9.4.2	Выбор жестких шин и ошинок на стороне НН	65
9.5	Выбор изоляторов	68
9.5.1	Выбор линейных изоляторов на стороне ВН	68
9.5.2	Выбор опорных изоляторов на стороне НН	68
9.5.3	Выбор проходных изоляторов	69
9.6	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)	70
9.6.1	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 35 кВ	70
9.6.2	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ	72
9.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	73
9.8	Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В	76
9.8.1	Выбор автоматических воздушных выключателей	76
9.9	Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора	77
10	Расчет молниезащиты	79
11	Расчёт защитного заземления	82

12 Релейная защита трансформатора ТДН-16000/35	86
12.1 Повреждения и ненормальные режимы работы	86
12.2 Выбор трансформаторов тока для подключения релейной защиты	87
12.3 Защита от многофазных коротких замыканий (однофазных коротких замыканий на стороне 35 кВ)	88
12.4 Защита от сверхтоков внешних КЗ	90
12.5 Защита от технологических перегрузок	91
12.6 Защита от понижения напряжения	91
12.7 Газовая защита на базе Seram 80	92
13 Расчет самозапуска электродвигателей.	93
14 Электробезопасность	95
14. 1 Меры электробезопасности	95
14. 1. 1 Защитные меры электробезопасности, применяемые в электроустановках	95
14. 1. 2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках	97
14. 1. 3 Лица, ответственные за безопасное ведение работ в электроустановках	98
14. 1. 4 Целевой инструктаж перед началом работ по наряду-допуску (распоряжению)	99
14. 1. 5 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения	100
14. 2 Электробезопасность на предприятиях	101
14. 2. 1 Основные нормативные акты, устанавливающие требования электробезопасности	101
14. 2. 2 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с использованием электрической энергии	102
14. 3 Меры безопасности при обслуживании электроустановок	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А	110

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

В настоящее время энергетика обеспечивает надежное электроснабжение народного хозяйства и жилищно-бытовых нужд различных потребителей электроэнергии.

Система электроснабжения предприятий, 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 в виде переменного тока при различных частотах и напряжениях, и постоянного тока.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой энергосистемы, обеспечивающей комплексное электроснабжение промышленных, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района, а так же является подсистемой технологической системы производства данного предприятия, которое предъявляет определенные требования к электроснабжению. Система электроснабжения промышленного предприятия должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности предприятий и изменение производственных условий.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются оптимизация параметров системы электроснабжения судоремонтного завода путем правильного определения электрических нагрузок и требований бесперебойности электроснабжения; выбора рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчет релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия.

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

1 Краткая характеристика технологического процесса

Основу деятельности каждого судоремонтного предприятия составляет производственный процесс — совокупность взаимно связанных процессов, включающая плановую разбивку и разметку, обработку листов и профилей, разборку сменяемых конструкций, сборку и сварку отремонтированных узлов, секций, конструкций, подъем судна для ремонта на судоподъемное сооружение, спуск его после ремонта, а также ремонт судовых систем, механизмов, трубопроводов и оборудования судна и др.

Производственный процесс состоит: из основных процессов, непосредственно связанных с изменением свойств материалов, формы изготавливаемых деталей со сборкой узлов, конструкций и установкой их на судне и др.

Из вспомогательных: выработка энергии всех видов, изготовление и ремонт технологической оснастки и инструмента, ремонт зданий и др.

Из обслуживающих: складские, транспортные и контрольные операции и др.

Общий технологический процесс ремонта судов, т. е. часть производственного процесса, непосредственно связанная с изменением свойств материалов, формы деталей, узлов со сборкой на месте, включает: разборку ремонтируемых частей судна и механизмов; заготовку, раскрой и резку материалов; обработку: механическую, ручную и термическую; сборку и сварку деталей, узлов и секций корпуса и общую его сборку и сварку; монтажно-достроечные работы; проверку и испытание в действии всех устройств, оборудования и механизмов судна и его ходовых качеств.

Перерыв в электроснабжении электроприемников 1-й категории может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания, 2-й категории на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом, и для электроприемников 3-категории на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более суток.

По обеспечению надежности электроснабжения согласно ПУЭ электроприемники делятся на три категории. Питание электроприемников 1-й и 2-й категорий осуществляется от двух независимых источников питания. Электроснабжение электроприемников 3- категории осуществляется от одного источника питания.

На заводе к потребителям 1-ой категории относятся: компрессорная станция, литейный цех, гальванический цех. К потребителям 2-ой категории относятся: лесосушилка, деревообделочный цех, кузнечно-прессовый цех, корпусно-механический цех, ремонтно-механический цех, модельный цех, сборочный, малярный цеха, заводоуправление, пожарное депо. К потребителям 3-й категории относятся: материальный склад, склад сухого дерева, склад угля, столовая и магазин, склад моделей, склад.

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

2 Расчёт электрических нагрузок

2.1 Выбор печных трансформаторов

Дуговые сталеплавильные 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. В заданной ДСП-6 установлены трансформаторы с номинальной мощностью $S_{\text{печ.тр1}}^{\text{ном}} = 5000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Номинальная установленная активная мощность трансформатора, кВт,

$$P_{\text{печ.тр}}^{\text{ном}} = S_{\text{печ.тр1}}^{\text{ном}} \cdot \cos\varphi, \quad (1)$$

$$P_{\text{печ.тр}}^{\text{ном}} = 5000 \cdot 0,9 = 4500.$$

Полученные значения установленной активной мощности будем использовать для определения расчётных нагрузок литейных цехов.

2.2 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), 0.1

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (2)$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3)$$

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];

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

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co}, \quad (4)$$

где $P_{но}$ – 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,

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F \quad (5)$$

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,

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (6)$$

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,

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (7)$$

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

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (8)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (9)$$

Полная мощность находится из следующего выражения, кВт · А,

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (10)$$

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 2.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Таблица 2 – Расчёт электрических нагрузок

№ цеха	Наименования цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка								Суммарная нагрузка		
		Pн, кВт	Kс	cosφ	tgφ	Pp, кВт	Qp, кВар	F, м2	Рудо, кВт/м2	Ppo, кВт	Kсо	cosφ	tgφ	Ppo, кВт	Qpo, кВар	Pp, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА
Потребители энергии 0,4 кВ																		
1	Материальный склад	30	0,5	0,7	1,02	15	15,303	266	0,011	2,926	0,85	0,9	0,484	2,4871	1,2046	17,4871	16,5076	24,048
2	Склад сухого дерева	45	0,5	0,7	1,02	22,5	22,955	120	0,011	1,32	0,6	0,9	0,484	0,792	0,3836	23,292	23,3382	32,973
3	Лесосушилка	380	0,7	0,8	0,75	266	199,5	516	0,015	7,74	0,95	0,9	0,484	7,353	3,5612	273,353	203,061	340,52
4	Деревообделочный цех	320	0,6	0,75	0,88	192	169,33	418	0,02	8,36	0,95	0,9	0,484	7,942	3,8465	199,942	173,175	264,51
5	Столовая и магазин	290	0,4	0,7	1,02	116	118,34	273	0,019	5,187	0,9	0,9	0,484	4,6683	2,261	120,668	120,605	170,61
6	Компрессорная	280	0,5	0,8	0,75	140	105	289	0,018	5,202	0,95	0,9	0,484	4,9419	2,3935	144,942	107,393	180,39
7	Склад угля	75	0,5	0,7	1,02	37,5	38,258	168	0,011	1,848	0,6	0,9	0,484	1,1088	0,537	38,6088	38,7947	54,733
8	Кузнечно-прессовой цех	604,8	0,6	0,7	1,02	362,88	370,21	900	0,015	13,5	0,85	0,9	0,484	11,475	5,5576	374,355	375,769	530,42
9	Пожарное депо	110	0,6	0,6	1,33	66	88	287	0,015	4,305	0,85	0,9	0,484	3,6593	1,7723	69,6593	89,7723	113,63
10	Корпусно-механический цех	2350	0,6	0,8	0,75	1410	1057,5	1736	0,017	29,512	0,95	0,9	0,484	28,036	13,579	1438,04	1071,08	1793,1
11	Ремонтно-механический цех	480	0,6	0,8	0,75	288	216	864	0,017	14,688	0,95	0,9	0,484	13,954	6,758	301,954	222,758	375,23
12	Литейный цех	2850	0,6	0,8	0,75	1710	1282,5	2400	0,015	36	0,95	0,9	0,484	34,2	16,564	1744,2	1299,06	2174,8
13	Модельный цех	350	0,8	0,8	0,75	280	210	494	0,017	8,398	0,95	0,9	0,484	7,9781	3,864	287,978	213,864	358,7
14	Склад моделей	35	0,4	0,7	1,02	14	14,283	190	0,011	2,09	0,6	0,9	0,484	1,254	0,6073	15,254	14,8902	21,317
15	Гальванический цех	320	0,7	0,8	0,75	224	168	490	0,018	8,82	0,95	0,9	0,484	8,379	4,0581	232,379	172,058	289,14
16	Сборочный малярный цех	490	0,5	0,75	0,88	245	216,07	629	0,019	11,951	0,95	0,9	0,484	11,353	5,4987	256,353	221,568	338,84
17	Склад-1	25	0,5	0,7	1,02	12,5	12,753	190	0,011	2,09	0,6	0,9	0,484	1,254	0,6073	13,754	13,3599	19,174
17	Склад-2	25	0,5	0,7	1,02	12,5	12,753	158	0,011	1,738	0,6	0,9	0,484	1,0428	0,5051	13,5428	13,2576	18,952
17	Склад-3	25	0,5	0,7	1,02	12,5	12,753	210	0,011	2,31	0,6	0,9	0,484	1,386	0,6713	13,886	13,4238	19,314
18	Заводоуправление	110	0,4	0,7	1,02	44	44,889	210	0,019	3,99	0,9	0,9	0,484	3,591	1,7392	47,591	46,6282	66,626
	Освещение территории							53064	2E-04	8,4902	1	0,57	1,441	8,4902	12,239	8,49024	12,2385	14,895
Итого по 0,4 кВ		9194,8				5470,4	4374,4							165,35	88,207	5635,73	4462,61	7201,9
Потребители энергии 10 кВ																		
6	Компрессорная	2520	0,56	0,91	0,46	1411,2	0	289								1411,2	0	1411,2
12	Литейный цех	9000	0,8	0,9	0,48	7200	3487,1	2400								7200	3487,12	8000
Итого по 10 кВ		11520				8611,2	3487,1							0	8611,2	3487,12	9411,2	
Всего		20714,8				14082	7861,5							165,35	88,207	14246,9	7949,72	16613

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

ЛП-13.03.02.07 ПЗ

15

Лист

2.3 Определение расчетной нагрузки завода в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность завода 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),

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot S_p, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot S_p, \quad (12)$$

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 $S_p = 7201,92$ кВ·А.

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт,

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 7201,92 = 144,038.$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар,

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot 7201,92 = 720,192.$$

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

$$Q_{\text{э}} = K_{\alpha} \cdot (\sum P_{\text{р.0,4}} + \sum P_{\text{р.10}}), \quad (13)$$

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

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

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot (5635,7 + 8611,2) = 4131,63.$$

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

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = \sum Q_{\text{р.0,4}} + \sum Q_{\text{р.10}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}, \quad (14)$$

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

$$Q_{ку\Sigma} = 4462,6 + 3487,1 + 720,192 - 4131,63 = 4538,56.$$

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

$$Q = Q_{p\Sigma} - Q_{ку\Sigma}, \quad (15)$$

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

$$Q_{p\Sigma} = (Q_{p\Sigma 0,4} + Q_{p\Sigma 10}) \cdot K_{рм} + \Delta Q_{цт}, \quad (16)$$

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

$$Q_{p\Sigma} = (4462,6 + 3487,1) \cdot 0,95 + 720,192 = 8272,7.$$

$$Q = 8272,7 - 4538,56 = 3734,13.$$

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

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку\Sigma}, \quad (17)$$

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

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 4538,56 = 9,077.$$

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

$$P_{p\Sigma} = (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{рм} + \sum P_{ро} + \Delta P_{цт}, \quad (18)$$

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

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

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

$$P_{p\Sigma} = (5635,7 + 8611,2) \cdot 0,95 + 165,3 + 144,038 = 13843,9.$$

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

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ky}, \quad (19)$$

$$P = 13843,9 + 9,077 = 13852,977.$$

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

$$S_{p10} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (20)$$

$$S_{p10} = \sqrt{8611,2^2 + 3487,1^2} = 9411,2.$$

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

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot S_{p10}. \quad (21)$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot S_{p10}. \quad (22)$$

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot 9411,2 = 188,224.$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot 9411,2 = 941,12.$$

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

$$S_{pBH} = \sqrt{(P + \Delta P_{тГПП})^2 + (Q + \Delta Q_{тГПП})^2}, \quad (23)$$

$$S_{pBH} = \sqrt{(14247 + 188,224)^2 + (3734,13 + 941,12)^2} \\ = 15173,45 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

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

$$\cos \varphi = \frac{14247 + 188,224}{14465,87} = 0,95$$

Без учёта компенсации реактивной мощности

$$S_{pBH} = \sqrt{(14247 + 188,224)^2 + (8272,7 + 941,12)^2} = 17125,13,$$

$$\cos \varphi = \frac{14090,13 + 290,6}{17125,13} = 0,85$$

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

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]

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (24)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (25)$$

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,

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (26)$$

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

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,

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p + P_{po}} \cdot 360, \quad (27)$$

где P_p , P_{po} – расчётная мощность силовой и осветительной нагрузки цеха соответственно, кВт.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ Цеха	Наименование	Р _р +Р _{ро} , кВт	Р _{ро} , кВт	г, мм	α, град	х, м	у, м	(Р _р +Р _{ро})·х	(Р _р +Р _{ро})·у
Потребители электроэнергии 0,4 кВ									
1	Материальный склад	17,4871	2,4871	3,33741	51,201	23,9	90,8	417,9417	1587,829
2	Склад сухого дерева	23,292	0,792	3,85171	12,241	19,4	32,2	451,8648	750,0024
3	Лесосушилка	273,353	7,353	13,1951	9,6837	44,45	13,2	12150,54	3608,26
4	Деревообделочный цех	199,942	7,942	11,285	14,3	55,45	32,2	11086,78	6438,132
5	Столовая и магазин	120,6683	4,6683	8,76691	13,927	102	12,6	12308,17	1520,421
6	Компрессорная	144,9419	4,9419	9,60831	12,274	75,9	75,3	11001,09	10914,13
7	Склад угля	38,6088	1,1088	4,95899	10,339	38,4	137,3	1482,578	5300,988
8	Кузнечно-прессовой цех	374,355	11,475	15,4416	11,035	127	172,5	47543,09	64576,24
9	Пожарное депо	69,65925	3,65925	6,661	18,911	133,9	94,3	9327,374	6568,867
10	Корпусно-механический цех	1438,0364	28,0364	30,2646	7,0187	165,4	74,15	237851,2	106630,4
11	Ремонтно-механический цех	301,9536	13,9536	13,8682	16,636	180,8	122,8	54593,21	37079,9
12	Литейный цех	1744,2	34,2	33,331	7,0588	114,4	119,8	199536,5	208955,2
13	Модельный цех	287,9781	7,9781	13,5435	9,9734	185,6	166,5	53448,74	47948,35
14	Склад моделей	15,254	1,254	3,11704	29,595	195,1	185	2976,055	2821,99
15	Гальванический цех	232,379	8,379	12,166	12,981	231,1	175,3	53702,79	40736,04
16	Сборочный малярный цех	256,35345	11,35345	12,7782	15,944	229,5	218,9	58833,12	56115,77
17-1	Склад-1	13,754	1,254	2,95982	32,822	195,1	209	2683,405	2874,586
17-2	Склад-2	13,5428	1,0428	2,937	27,72	225	135,5	3047,13	1835,049
17-3	Склад-3	13,886	1,386	2,97398	35,933	248,63	103,35	3452,476	1435,118
18	Заводуправление	47,591	3,591	5,5057	27,164	243,42	80,3	11584,6	3821,557
	Освещение завода	8,49024	8,49024	2,32547	360	187,1	125	1588,524	1061,28
Потребители электроэнергии 10 кВ									
6	Компрессорная	1411,2		29,9809		75,9	75,3	107110,1	106263,4
12	Литейный цех	7200		67,7199		114,4	119,8	823680	862560
	ИТОГО	14246,92594						1719857	1581403

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

$$x_0 = \frac{1719857}{14246,92} = 120,71,$$

$$y_0 = \frac{1581403}{14246,92} = 110,99.$$

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.

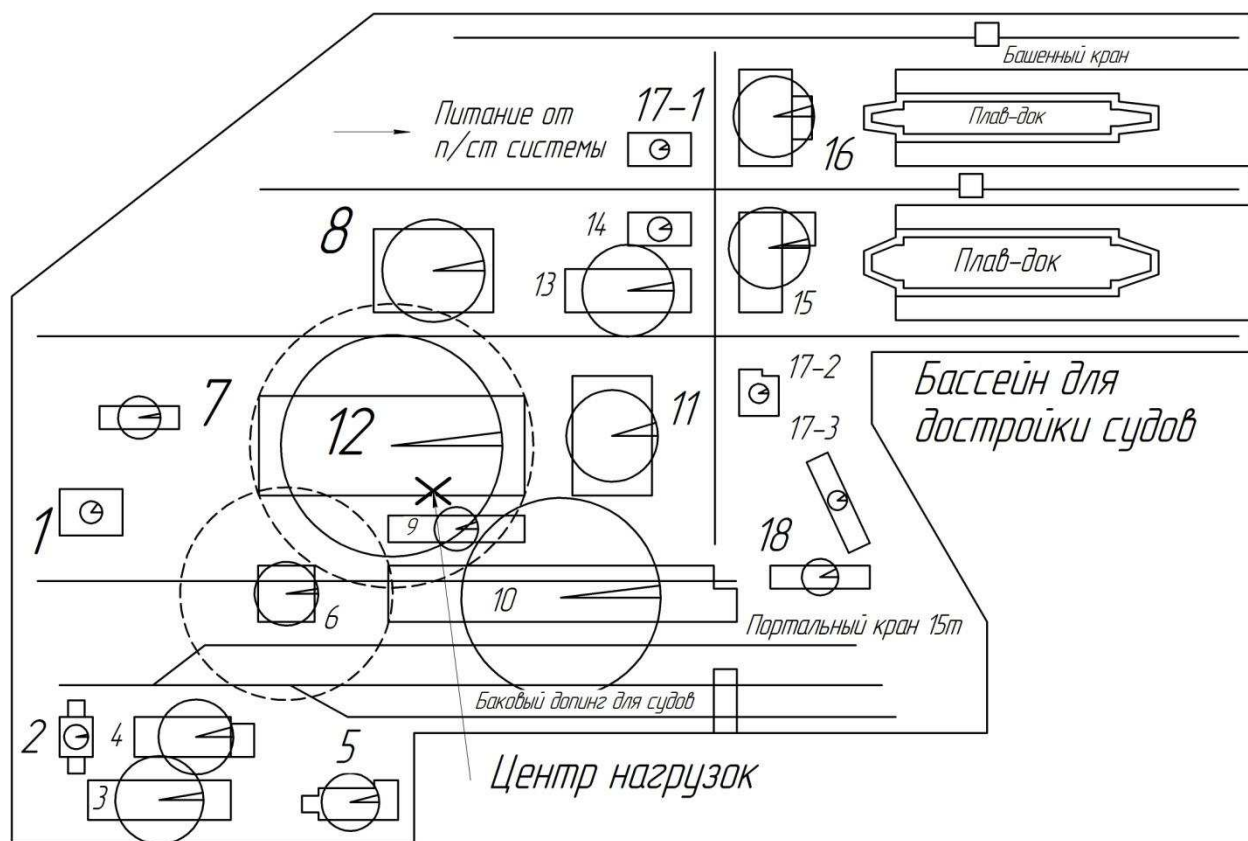


Рисунок 2 – Центр электрических нагрузок

Ввиду того, что на данном заводе очень сильно плотная застройка и центр электрических нагрузок совпал с цехом №12, нет возможности разместить ГПП близко к этому центру, поэтому устанавливаем ГПП там, где это возможно.

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.

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

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,

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P_{pBH}}, \quad (28)$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, равное 8,2 км;

P_{pBH} – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{8,2 + 16 \cdot 14,247} = 66,69 \text{ кВ.}$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ,

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (29)$$

где $U'_{ст}, U''_{ст}$ – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$35 \leq 66,69 \leq 110.$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения с разными напряжениями питания 35 кВ и 110 кВ, так как на питающей подстанции есть 2 номинальных напряжения 35 кВ и 110 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 35 кВ.

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А,

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{рВН}}}{K_3 \cdot n_{\text{т}}}, \quad (30)$$

где $S_{\text{рВН}}$ – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов.

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].

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{16613,1}{0,7 \cdot 2} = 11866,5.$$

Из ряда стандартных номинальных мощностей выбираем трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 16000$ кВ·А. Произведём проверку данного трансформатора по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

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

$$K_3^{\text{норм.}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т}}}. \quad (31)$$

$$K_3^{\text{норм.}} = \frac{16613,1}{2 \cdot 16000} = 0,52.$$

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

$$K_3^{\text{п/ав.}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{ном.т}}}. \quad (32)$$

$$K_3^{\text{п/ав.}} = \frac{16613,1}{(2 - 1) \cdot 16000} = 1,04.$$

Получилось, что трансформаторы недогружены, но установка менее мощных трансформаторов невозможна из-за их перегрузки на 20 % в нормальном режиме, что недопустимо. Мощность трансформаторов подобрана с учетом возможного введения новых мощностей в ближайшем будущем.

К сравнению возьмем два трансформатора: ТДН–16000/35 с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой [3, с.243] и ТДН–16000/110 с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием

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

ем напряжения под нагрузкой. Каталожные данные этого трансформатора представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Каталожные данные трансформатора

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{\text{ном.т}}, \text{ МВА}$	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_{\text{кз}}, \%$	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$		
ТДН	16	38,5	10,5	21	90	8	0,6
ТДН	16	115	11	18	85	10,5	0,7

4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения

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

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (33)$$

где $p_n = 0,12$ – 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: 35 и 110 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 35 кВ (1-й вариант) и от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 110 кВ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно данным вариантам представлены на рисунке 3.

4.5 Технико-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 35 кВ

4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ

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

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (34)$$

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

$$I_p = \frac{16613,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 137,02$$
$$I_{раб.макс} = \frac{S_{pBH}}{(n_{ц}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (35)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{16613,1}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 274,04$$

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (36)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1,3 А/мм² [1, с.71].

$$F_{расч} = \frac{137,02}{1,3} = 105,4$$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

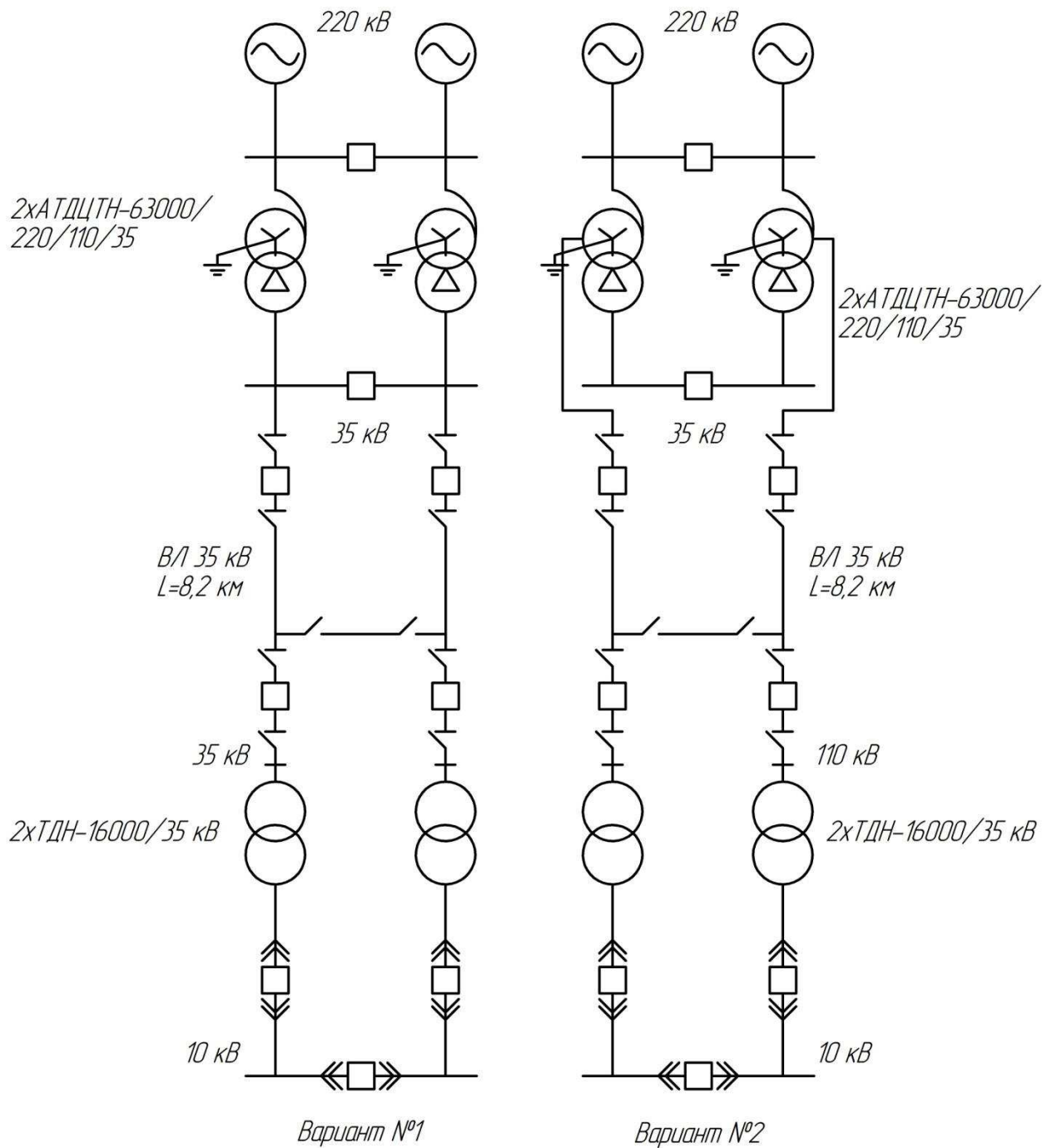


Рисунок 3 – Варианты схем внешнего электроснабжения

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

Выбираем ближайшее стандартное сечение [3, с.84] $F_{ст} = 95 \text{ мм}^2$, и соответственно сталеалюминиевый провод марки АС-95/16.

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

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс} , \quad (37)$$

$320 > 274,04$ – 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.,

$$K_{\text{сеть}} = K_{\text{В}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (38)$$

где $K_{\text{В}}$ – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб.;

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

$$K_{\text{В}} = K_{\text{В0}} \cdot n_{\text{В}}, \quad (39)$$

где $K_{\text{В0}}$ – стоимость ячейки одного комплекта вакуумного выключателя, тыс. руб.;

$n_{\text{В}}$ – количество выключателей в цепи линии;

$$K_{\text{В}} = 452 \cdot 2 = 904$$

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

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{уд}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot l, \quad (40)$$

где $K_{\text{уд}}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС95/19, тыс. руб./км;

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

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 811,6 \cdot 2 \cdot 8,2 = 6655,12$$

$$K_{\text{сеть}} = 904 + 6655,12 = 7559,12$$

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

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}}, \quad (41)$$

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.

$$K_{ТР} = K_{ТР0} \cdot n_{ТР}, \quad (42)$$

где $K_{ТР0}$ – стоимость одного трансформатора ТДН-16000/35, тыс. руб.;

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

$$K_{ТР} = 3270 \cdot 2 = 6540$$

$$K_{ГПП} = 6540 + 11900 = 18440$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\text{сеть}} + K_{ГПП}, \quad (43)$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma_1} = 7559,12 + 18440 = 25999,12$$

4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

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

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{\text{пи}}} = \frac{K_{\text{ЛЭП}}}{T_{\text{пи}}^{\text{ЛЭП}}} + \frac{K_{\text{В}}}{T_{\text{пи}}^{\text{В}}} + \frac{K_{\text{ОРУ}}}{T_{\text{пи}}^{\text{ОРУ}}} + \frac{K_{\text{ТР}}}{T_{\text{пи}}^{\text{ТР}}}, \quad (44)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{6540}{17} + \frac{904}{17} + \frac{11900}{17} + \frac{6540}{17} = 1529,36$$

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

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot p_{\text{э.р.}i}}{100} = \frac{K_{\text{ЛЭП}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ЛЭП}}}{100} + \frac{K_{\text{В}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{В}}}{100} + \frac{K_{\text{ОРУ}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ОРУ}}}{100} + \frac{K_{\text{ТР}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ТР}}}{100} \quad (45)$$

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

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

$$I_0 = \frac{6655,12 \cdot 0,8}{100} + \frac{904 \cdot 5,9}{100} + \frac{11900 \cdot 5,9}{100} + \frac{6540 \cdot 5,9}{100} = 1194,53$$

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

$$I_{пэ} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (46)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,0028$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./ кВт·ч.

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

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot \tau, \quad (47)$$

где $P_{ЛЭП}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;

τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{\text{год}}, \quad (48)$$

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1429,8$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{ЛЭП} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} \cdot \frac{S_{рвн}^2}{U_{ном}^2}, \quad (49)$$

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

l – длина воздушной линии, км;

$n_{ц}$ – количество цепей ЛЭП, шт.

$$\Delta P_{ЛЭП} = \frac{0,306 \cdot 8,2}{2} \cdot \frac{16613,1^2}{35^2 \cdot 1000} = 282,66$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 282,66 \cdot 1429,8 = 404153,03$$

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{ТР}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ГОД}} + \frac{1}{n_{\text{ТР}}} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{РВН}}}{S_{\text{НОМ.ТР}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (50)$$

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 90 \cdot \left(\frac{16613,1}{16000} \right)^2 \cdot 1429,8 = 437286,4$$

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

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (51)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 404153,03 + 437286,4 = 841439,43$$

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

$$И_{\text{ПЭ}} = 0,0028 \cdot 841439,43 = 2356,03$$

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

$$И_{\Sigma} = И_{\text{а}} + И_{\text{о}} + И_{\text{ПЭ}}, \quad (52)$$

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

$$И_{\Sigma_1} = 1529,36 + 1194,53 + 2356,03 = 5079,92$$

Приведенные затраты для первого варианта внешнего электроснабжения (по ВЛ 35 кВ), тыс.руб./год

$$З_1 = 0,12 \cdot 25999,12 + 5079,92 = 8199,82$$

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

4.6 Технико-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ

4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ

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

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (53)$$

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

$$I_p = \frac{16613,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 43,59$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{pBH}}{(n_{ц}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (54)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{16613,1}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 87,19$$

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{ЭК}}, \quad (55)$$

где $j_{ЭК}$ – экономическая плотность тока, равная 1,3 А/мм² [1; с.71].

$$F_{расч} = \frac{43,59}{1,3} = 33,53$$

Выбираем минимальное стандартное сечение для 110 кВ $F_{ст} = 70$ мм², и соответственно сталеалюминевый провод марки АС-70/11 [1; с.75].

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

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс}, \quad (56)$$

265 ≥ 87,19 – условие выполняется.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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.,

$$K_{\text{сеть}} = K_{\text{В}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (57)$$

где $K_{\text{В}}$ – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб.;

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

$$K_{\text{В}} = K_{\text{В0}} \cdot n_{\text{В}}, \quad (58)$$

где $K_{\text{В0}}$ – стоимость ячейки одного комплекта элегазового выключателя, тыс. руб.;

$n_{\text{В}}$ – количество выключателей в цепи линии;

$$K_{\text{В}} = 6790 \cdot 2 = 13580$$

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

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{уд}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot l, \quad (59)$$

где $K_{\text{уд}}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС70/11, тыс. руб./км;

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

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 662,3 \cdot 2 \cdot 8,2 = 10861,72$$

$$K_{\text{сеть}} = 13580 + 10861,72 = 24441,72$$

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

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}}, \quad (60)$$

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

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

$$K_{\text{ТР}} = K_{\text{ТР0}} \cdot n_{\text{ТР}}, \quad (61)$$

где $K_{\text{ТРО}}$ – стоимость одного трансформатора ТДН-16000/110, тыс. руб.;
 $n_{\text{ТР}}$ – количество трансформаторов на ГПП, шт;

$$K_{\text{ТР}} = 6000 \cdot 2 = 12000$$

$$K_{\text{ГПП}} = 12000 + 11900 = 23900$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\text{сеть}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (62)$$

Суммарные капиталовложения по второму варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma_2} = 24441,72 + 23900 = 48341,72$$

4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

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

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{\text{пи}}} = \frac{K_{\text{ЛЭП}}}{T_{\text{ЛЭП}}} + \frac{K_{\text{В}}}{T_{\text{В}}} + \frac{K_{\text{ОРУ}}}{T_{\text{ОРУ}}} + \frac{K_{\text{ТР}}}{T_{\text{ТР}}}, \quad (63)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{10861,72}{17} + \frac{13580}{17} + \frac{11900}{17} + \frac{12000}{17} = 2843,63$$

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

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot p_{\text{э.р.}i}}{100} = \frac{K_{\text{ЛЭП}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ЛЭП}}}{100} + \frac{K_{\text{В}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{В}}}{100} + \frac{K_{\text{ОРУ}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ОРУ}}}{100} + \frac{K_{\text{ТР}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ТР}}}{100}, \quad (64)$$

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

$$I_o = \frac{10861,72 \cdot 0,8}{100} + \frac{13580 \cdot 5,9}{100} + \frac{11900 \cdot 5,9}{100} + \frac{12000 \cdot 5,9}{100} = 2298,21$$

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

$$I_{\text{пэ}} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (65)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,0028$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч.

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \Delta P_{\text{ЛЭП}} \cdot \tau, \quad (66)$$

где $P_{\text{ЛЭП}}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;

τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{\text{год}}, \quad (67)$$

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

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1429,8$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{рВН}}^2}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (68)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ [3, с.84], Ом/км;

l – длина воздушной линии, км;

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

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,428 \cdot 8,2}{2} \cdot \frac{16613,1^2}{110^2 \cdot 1000} = 40,02$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 40,02 \cdot 1429,8 = 57229,36$$

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_{\text{тр}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{рВН}}}{S_{\text{ном.тр}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (69)$$

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{16613,1}{16000}\right)^2 \cdot 1429,8 = 380872,71$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				36

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

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (70)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 57229,36 + 380872,71 = 438102,08$$

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

$$I_{\text{пэ}} = 0,0028 \cdot 438102,08 = 1226,68$$

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

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}} + I_{\text{о}} + I_{\text{пэ}}, \quad (71)$$

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

$$I_{\Sigma_2} = 2843,63 + 2298,21 + 1226,68 = 6368,53$$

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

$$З_2 = 0,12 \cdot 48341,72 + 6368,53 = 12169,53$$

Таблица 5 – Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K _Σ , тыс. руб.	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				З, тыс. руб./год
		I _а , тыс. руб./год	I _о , тыс. руб./год	I _{пэ} , тыс. руб./год	I _Σ , тыс. руб./год	
1 (35 кВ)	25999,12	1529,36	1194,53	2356,03	5079,92	8199,82
2 (110 кВ)	48341,72	2843,63	2298,21	1226,68	6368,53	12169,53

Вывод: так как разница по приведённым затратам между сравниваемыми вариантами практически 33%, то предпочтение отдаём первому варианту с наименьшими приведенными затратами напряжением питания (35 кВ).

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,

$$\sigma_H = \frac{S_p}{F}, \quad (72)$$

где S_p – расчётная нагрузка цеха, кВ·А;

F – площадь цеха, м².

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

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (73)$$

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,

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m, \quad (74)$$

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

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

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

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}, \quad (75)$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{макс.т}}, \quad (76)$$

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 6,10 кВ предприятия, квар,

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (77)$$

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,

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}, \quad (78)$$

Рассчитаем число и мощность цеховых трансформаторов для цехов №8 и №12, 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,

$$\sigma_n = \frac{2705,23}{2689} = 0,75$$

Так как цех №12 является потребителями I-ой категории, то к установке принимаем трансформаторы с коэффициентом загрузки 0,8 и номинальной мощностью 1000 кВ·А, [7, с.5] (для установки трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А необходимо технико-экономическое обоснование).

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов,

$$N_{\text{min}} = \frac{2118,55}{0,8 \cdot 1000} + 0,35 = 3$$

Оптимальное число трансформаторов,

$$N_{\text{опт}} = 3 + 0 = 3$$

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы, квар

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(3 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 2118,55^2} = 1127,71$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар

$$Q_{\text{нк1}} = 1674,83 - 1127,71 = 547,12$$

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

Дополнительная мощность НБК, квар

$$Q_{\text{нк2}} = 1674,83 - 547,12 - 0,5 \cdot 3 \cdot 1000 = -372,3$$

Так как дополнительная мощность НБК получилась отрицательной, то принимаем $Q_{\text{нк2}} = 0$.

Суммарная расчётная мощность НБК, квар

$$Q_{\text{нк}} = 547,12 + 0 = 547,12$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем четыре низковольтных конденсаторных установок с номинальной мощностью 150 квар типа КРМ-0,4-150-15 [6].

Результаты выбора числа и мощности цеховых трансформаторов для остальных цехов представлены в таблице 6, а результаты выбора НБК в таблице 8.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Таблица 6 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Потребители	Наименование пункта питания	Место расположения пункта питания	$\sigma_{н}$, кВА/м ²	P_p , кВт	Q_p , квар	$S_{ном.т.}$, кВА	K_3	N_{min}	$N_{пт}$
Цех №8,12	ТП-1, ТП-2	Цех №12	0,75	2118,56	1674,83	1000	0,8	3	3
Цех №10,11	ТП-3	Цех №10	0,73	1739,99	1293,83	1000	0,9	2	2
Цех №1,2,3,4,5,6,7,9	ТП-4	Цех №6	0,45	887,952	1181,41	630	0,8	2	2
Цех №13,14,15,16,17,18	ТП-5	Цех №15	0,32	880,738	709,05	630	0,8	2	2

Таблица 7 – 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	1000	10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМ	630	10	0,4	1,56	8,5	5,5	2,0

Таблица 8 – Выбор низковольтных конденсаторных установок

Потребители	Q_p , квар	$Q_{нк.расч.}$, квар	$Q_{нк.факт}$, квар	Кол-во НБК, шт.	Номинальная мощность НБК, квар	Тип НБК
Цех №8,12	1674,83	547,13	600	4	150	КРМ-0,4-150-15
Цех №10,11	1293,83	832,93	900	4	225	КРМ-0,4-225-15
Цех №1,2,3,4,5,6,7,9	1181,41	704,33	720	4	180	КРМ-0,4-180-15
Цех №13,14,15,16,17,18	709,05	218,78	259,2	4	64,8	КРМ-0,4-64,8-7.2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ

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

$$Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{TГПП} - Q_{вк} - Q_{нк.факт} - Q_{сд\Sigma} - Q_{\varepsilon} = 0, \quad (79)$$

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

$\Delta Q_{TГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП (см. п.п 2.2), квар;

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

$Q_{нк.факт}$ – реактивная мощность выдаваемая фактически установленными НБК (см. табл.7), квар;

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

Q_{ε} – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой (см. п.п 2.3), квар.

Реактивная мощность СД, которую экономически целесообразно использовать, квар,

$$Q_{сд\varepsilon} = \alpha_m \cdot \sqrt{P_{номсд}^2 + Q_{номсд}^2}, \quad (80)$$

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.

$$Q_{номсд} = P_{номсд} \cdot tg\varphi_{номсд};$$

$$Q_{номсд} = 630 \cdot 0,46 = 289,8$$

$$Q_{сд\varepsilon} = 0,6 \cdot \sqrt{630^2 + 289,8^2} = 416,07$$

Суммарная реактивная мощность вырабатываемая всеми СД, квар,

$$Q_{сд\Sigma} = n_d \cdot Q_{сд\varepsilon}, \quad (81)$$

где n_d – количество установленных СД, шт.

$$Q_{сд\Sigma} = 4 \cdot 416,07 = 1664,3$$

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

$$Q_{вк} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{тгпп} - Q_{нк.факт} - Q_{сд\Sigma} - Q_{\varepsilon}, \quad (82)$$

$$Q_{вк} = 7949,7 + 941,12 - 2479,2 - 1664,3 - 4131,63 = 615,69$$

Принимаем к установке две высоковольтные батареи конденсаторов типа УКРМ-10,5-450 [6], номинальной мощностью по 450 квар каждая.

Мощность фактически установленных ВБК, квар,

$$Q_{вк.факт} = 2 \cdot 450 = 900$$

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 – ТП5. Для бесперебойного питания используем две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

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

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}}, \quad (83)$$

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

n_k – количество кабелей в траншее, шт.

$$S_p = \sqrt{(P_{рнн} + \Delta P_{\text{ум}})^2 + (Q_{рнн} + \Delta Q_{\text{ум}})^2}, \quad (84)$$

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

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

$$\Delta P_{цт} = \Delta P_{xx} \cdot n_{цт} + \Delta P_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}, \quad (85)$$

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

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

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

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

$$\beta_{цт} = \sqrt{P_{p0,4}^2 + Q_{p0,4}^2} / 4 \cdot S_{ном.цт}, \quad (86)$$

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 кВ

$$\beta_{цт} = \frac{\sqrt{880,73^2 + 709,05^2}}{4} \cdot 630 = 0,448$$

$$\Delta P_{цт} = 1,56 \cdot 2 + 8,5 \cdot 0,448^2 \cdot 2 = 9,81$$

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

$$\Delta Q_{цт} = (I_{xx} \cdot n_{цт} + u_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}) \frac{S_{ном.цт}}{100}, \quad (87)$$

где I_{xx} - ток холостого хода, %;

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

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

$$\Delta Q_{цт} = (2 \cdot 2 + 5,5 \cdot 0,448^2 \cdot 2) \frac{630}{100} = 39,15$$

$$S_p = \sqrt{(880,73 + 9,81)^2 + (709,05 + 39,15)^2} = 1515,17$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}}, \quad (88)$$

$$I_p = \frac{1515,17}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 43,74$$

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

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n_k - 1) \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (89)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1515,17}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 10} = 87,48$$

Расчетное сечение жилы кабеля, мм²,

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (90)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, равная 1,9 А/мм² [1, с.71].

$$F_{\text{расч}} = \frac{43,74}{1,9} = 42,44 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение $F_{\text{ст}} = 35 \text{ мм}^2$, и соответственно кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке соответственно марки АПвП-(3×35)/16 прокладываемого в земле с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=115 \text{ А}$. [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,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (91)$$

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

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,05 \cdot 115 = 108,68 > 87,48$$

Проверим кабель на потерю напряжения, %:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (92)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{y0} \cdot \cos \varphi + x_{y0} \cdot \sin \varphi), \quad (93)$$

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_{y0} – удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

x_{y0} – удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\cos \varphi = \frac{P_{p0,4} + \Delta P_{um}}{S_p}, \quad (94)$$

$$\cos \varphi = \frac{880,74 + 9,81}{1515,17} = 0,59$$

$$\sin(\arccos \varphi) = 0,8$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 64,24 \cdot 0,128 \cdot (0,89 \cdot 0,59 + 0,095 \cdot 0,8) = 11,74$$

$$\Delta U \% = \frac{11,74}{10} \cdot 100\% = 0,11 \%$$

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 10 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – 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	$n_{\text{л}}$, шт	Марка кабеля
ГПП-ТП1	2793,2	80,634	161,27	95	205	193,73	2	ААБл
ГПП-ТП3	2214,4	63,924	127,85	70	165	155,93	2	ААБл
ГПП-ТП5	1515,2	43,739	87,479	35	115	108,68	2	ААБл
РУ2-ТП4	1172,2	33,838	67,675	16	75	70,875	2	ААБл
ГПП-РУ1	8000	115,47	153,96	70	165	155,93	4	ААБл
ГПП-РУ2	2583,4	74,576	149,15	70	165	155,93	2	ААБл

7.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Произведём выбор кабеля (0,4 кВ) на участке: РП1–РП2.

$$I_p = \frac{530,42}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,4} = 127,6$$

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

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{530,42}{\sqrt{3} \cdot (6 - 1) \cdot 0,4} = 153,12$$

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-4×50 прокладываемого в земле с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=165$ 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,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (95)$$

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

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,05 \cdot 165 = 155,93 > 153,12$$

Проверим кабель на потерю напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi), \quad (96)$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{0,4}}{S_p} = \frac{374,4}{530,24} = 0,7$$

$$\sin(\arccos \varphi) = 0,7$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 127,6 \cdot 0,025 \cdot (0,62 \cdot 0,7 + 0,0625 \cdot 0,7) = 5,32$$

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

$$\Delta U\% = \frac{5,32}{0,4} \cdot 100\% = 1,33\%$$

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

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 0,4 кВ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	S _p , кВ·А	I _p , А	I _{раб.макс} , А	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А	I' _{доп} , А	n _л , шт	Марка кабеля
РП1-РП2	530,42	127,6	153,12	50	165	155,93	6	АВБбШв
РП3-РП4	113,63	82,004	164,01	70	200	189	2	АВБбШв
РП3-РП5	78,781	56,855	113,71	35	135	127,58	2	АВБбШв
РП5-РП6	54,733	39,5	79	16	90	85,05	2	АВБбШв
РП3-РП7	808,61	194,52	233,43	150	305	288,23	6	АВБбШв
РП7-РП8	32,973	23,796	47,592	10	65	61,425	2	АВБбШв
РП7-РП9	511,13	147,55	184,44	70	200	189	5	АВБбШв
РП9-РП10	170,61	82,083	123,12	50	165	155,93	3	АВБбШв
РП11-РП12	375,23	135,4	180,53	70	200	189	4	АВБбШв
РП13-РП14	738,03	177,54	213,05	95	240	226,8	6	АВБбШв
РП14-РП15	379,33	136,88	182,5	70	200	189	4	АВБбШв
РП15-РП16	358,01	129,19	172,25	70	200	189	4	АВБбШв
РП16-РП17	338,84	122,27	163,02	70	200	189	4	АВБбШв
РП13-РП18	104,89	75,699	151,4	50	165	155,93	2	АВБбШв
РП18-РП19	85,94	62,022	124,04	35	135	127,58	2	АВБбШв
РП19-РП20	66,626	48,084	96,167	25	115	108,68	2	АВБбШв

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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–РУ2 и ГПП – ТП1) которые подходят к шинам 10 кВ. К ним подключены 4 синхронных двигателя и нагрузка цехов №12 и 8. Расчет будем производить в относительных единицах с помощью программы MathCAD2000 Professional. Расчёт представлен в приложении А. Результаты расчёта приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_6 , кВ	I_6 , кА	$I_{по}$, кА	i_y , кА
K1	38,5	1,56	1,688	4,297
K2	10,5	5,49	7,82	19,906
K3	10,5	5,49	7,819	19,903
K4	10,5	5,49	7,737	19,696
K5	0,4	144,34	11,819	26,743

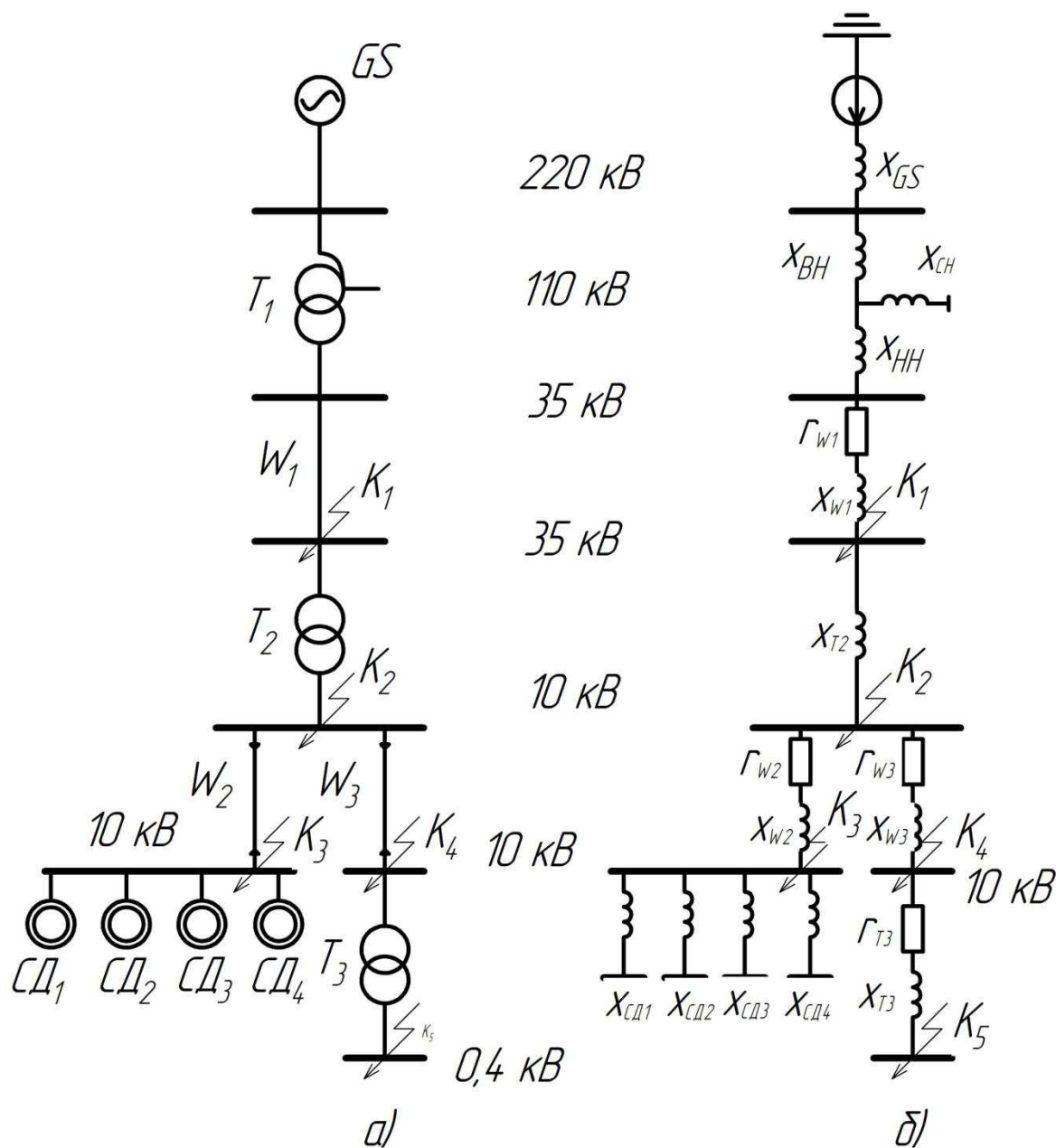


Рисунок 4 – Схемы для расчёта токов КЗ:
 а) – расчётная схема, б) – схема замещения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

9 Выбор оборудования

9.1 Выбор 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 $I_{от} \leq I_{откл.ном}$;
- 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 (35 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35

Ток нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора на стороне ВН подстанции (35 кВ), А,

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

$$I_{номВН} = 0,7 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 184,75$$

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

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5$$

Выбираем к установке вакуумный выключатель ВВН–СЭЩ–35–25/1000 УХЛ1 [10] и разъединитель высоковольтный типа РГПЗ–35/1000–УХЛ1 [20] данные и проверка которых представлены в таблице 12.

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 12 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя на ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВН-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1	Разъединитель РГПЗ- СЭЩ – 35/1000 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 369,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,688 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 4,297 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 63 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 63 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,688^2 \cdot (0,07 + 0,009) = 0,225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,07 = 28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

9.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35

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

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

$$I_{номНН} = 0,7 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 646,63$$

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

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,26$$

В цепи НН трансформатора и в секционной перемычке принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ-СЭЩ-63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10-20/1600 [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 13.

Таблица 13 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи трансформатора

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ–СЭЦ–10–20/1600	Ячейка КРУ–СЭЦ–63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1293,26 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 7,82 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 19,903 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 7,82^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 4,892 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель встроенные в шкаф КРУ–СЭЦ–63 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), так как ток КЗ в точке К3 больше чем ток в точке К4. Токи нормального и послеаварийного режимов работы этой кабельной линии см. п. 7.

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии СЭЦ–63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ–СЭЦ–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 14.

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

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ–СЭЦ–10–20/630	Ячейка КРУ–СЭЦ–63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 115,47 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 7,819 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 19,903 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 7,819^2 \cdot (0,06 + 0,01) = 4,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель встроенные в шкаф КРУ–СЭЦ–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 $I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$;
- 3) Динамическое действие тока КЗ $I_{но} \leq I_{пр.скв}$;
- 4) Тепловой импульс тока КЗ $В_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.
- 5) Вторичная нагрузка $z_2 \leq z_{2ном}$

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 (35 кВ)

В высоковольтные вводы выключателей и силовых трансформаторов на стороне ВН (35 кВ) устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–35. [15]. Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне ВН подстанции во вводах выключателей и силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВЛ–СЭЦ–35
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб.макс} = 369,5 \text{ А}$	$I_{1ном} = 400 \text{ А}$

На электродинамическую и термическую стойкость встроенные ТТ не проверяются.

Таким образом, трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–35 удовлетворяют всем требованиям и принимаются к установке.

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 ТВЛ–СЭЦ–10. [16]

Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне НН подстанции во вводах силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВЛ–СЭЦ–10
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб.макс} = 1293,26 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1500 \text{ А}$

Таким образом, трансформатор тока ТВЛ–СЭЦ–10 удовлетворяют всем требованиям и принимается к установке.

В выбранные ячейки КРУ СЭЦ–63 в цепи трансформатора и на отходящей кабельной линии устанавливаем опорные трансформаторы тока ТОЛ–СЭЦ–10 [17]. Паспортные данные этих трансформаторов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Паспортные данные трансформаторов тока ТОЛ–СЭЦ–10

Место установки	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток первичной обмотки, А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА
			Ток, кА	Время, с	
Цепь трансформатора	10	1500	40	1	100
Цепь КЛ	10	200	20	1	50

Проверка трансформаторов тока ТОЛ–СЭЦ–10 на стороне НН подстанции в цепи трансформатора:

- 1) По напряжению установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (101)$$

$10 \leq 10$ – условие выполняется.

2) По длительному току, А,

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}; \quad (102)$$

$1293,26 \leq 1500$ – условие выполняется.

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (103)$$

где $i_{\text{уд.}} = 19,906$ – ударный ток КЗ по расчету, кА;

$i_{\text{дин.}}$ - ток электродинамической стойкости, кА (по каталогу).

$100 > 19,906$ – условие выполняется.

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

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

где $B_{\text{к}} = 4,892 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ [смотри. П9.1.2].

$$40^2 \cdot 1 \geq 4,892$$

$$1600 > 4,892$$

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

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]:

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

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

$r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, Ом;

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

Сопротивление приборов определяется по выражению:

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

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А.

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

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{5}{5^2} = 0,2$$

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

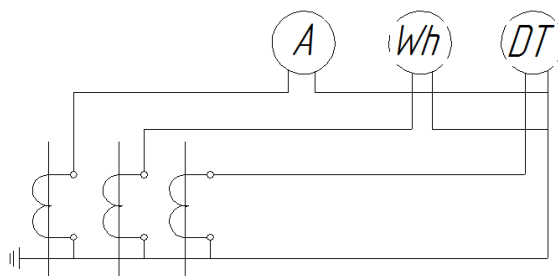


Рисунок 5 – Схема соединения измерительного трансформатора тока и приборов

Параметры данных приборов сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – 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 19, составляет $S_{\text{приб}} = 1,6$ ВА.

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

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 с удельным сопротивлением $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$. Длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов $l = 4-6 \text{ м}$ для 10 кВ [5, с.300].

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

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

где ρ - удельное сопротивление меди, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$;

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

Для схемы полной звезды:

$$l_{\text{расч}} = l, \quad (108)$$

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

$$l_{\text{расч}} = 5 \quad (109)$$

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

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

Откуда:

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

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

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

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм^2 .

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения,
Ом:

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

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

$$0,149 < 0,2$$

Также выбор производится по следующим критериям:

По классу точности:

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

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям выбора.

Проверка трансформаторов тока ТОЛ–СЭЩ–10 на стороне НН подстанции в цепи КЛ (ГПП–РУ1):

1) По напряжению установки (ф.101), кВ,

$$10 \leq 10 \text{ – условие выполняется.}$$

2) По длительному току (ф.102), А,

$$153,96 \leq 200 \text{ – условие выполняется.}$$

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (112)$$

где $i_{\text{уд.}} = 19,906$ – ударный ток КЗ по расчету, кА [смотри. П5.5];

$i_{\text{дин.}}$ - ток электродинамической стойкости, кА

$$50 > 19,906$$

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

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}, \quad (113)$$

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где $B_K = 4,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ [смотри. П9.1.3]

$$20^2 \cdot 1 \geq 4,28$$

$$400 > 4,28$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (114)$$

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.

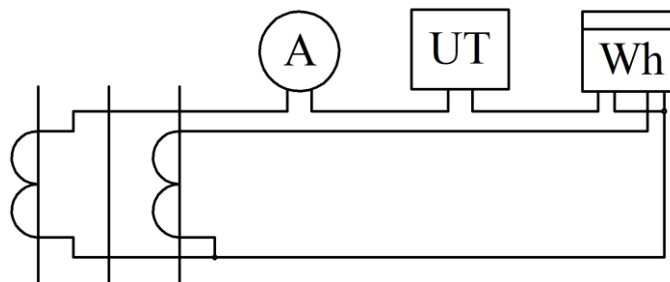


Рисунок 6 – Схема подключения трансформатора тока и приборов

Для схемы неполного треугольника:

$$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (115)$$

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:

$$r_{приб} + r_k + r_{пров} \leq Z_{2ном}, \quad (116)$$

Откуда:

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

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

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

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм².

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения,
Ом:

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

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

$$0,175 < 0,2$$

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

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/√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 $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$.

Для выбора ТН на НН (10 кВ) по вторичной нагрузке введём в расчёт измерительные приборы, которые характерны для данной подстанции (табл. 20)

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Таблица 20 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	10	0,5	10×3,0
Измерительный преобразователь	Е-824	1	0,5	1,0
Итого:				31,5

Полная мощность приборов, В·А:

$$S_2 = 31,5$$

$$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}} \quad (117)$$

$$31,5 \leq 45$$

К установке выбираем антирезонансные трансформаторы напряжения НАЛИ–35 (на стороне ВН) [18] и НАЛИ-10 (на стороне НН в ячейки КРУ) [19] с классом точности 0,5. Проверка данных трансформаторов представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка условий выбора трансформаторов напряжения

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
НАЛИ-35	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	-	-
НАЛИ-10	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 31,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 45 \text{ В} \cdot \text{А}$

Так как нагрузка для ТН 35 кВ не задана, то проверка по нагрузке на стороне ВН не требуется.

Данные трансформаторы напряжения удовлетворяют всем условиям.

9. 4 Выбор сборных шин и ошиновок

9.4.1 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводом АС. [2, с.186].

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:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.доп}}, \quad (106)$$

где $I'_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки на расположение шин или температуру воздуха. Исходя из значения $I_{\text{раб.макс.}} = 369,5$ А выбираем провод с ближайшим большим допустимым продолжительным током $I_{\text{доп}} = 390$ А марки АС120/19 [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]

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

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (118)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см, [20, с.428].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,36 \text{ кВ/см}$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)}, \quad (119)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см,

При горизонтальном сближении фаз, см;

$$D_{cp} = 1,26D, \quad (120)$$

где D - расстояние между фазами. Для 35 кВ $D=44$ см [ПУЭ]

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 35}{0,76 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 44}{0,76}\right)} = 9,18 \text{ кВ/см}$$

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:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (121)$$

$$1,07 \cdot 9,18 \leq 0,9 \cdot 33,36$$

$9,83 < 30,02$ - условие выполняется.

Таким образом провод АС 120/19 проходит по условию короны.

2) Проверка на электродинамическую стойкость:

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

3) 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
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

9.4.2 Выбор жестких шин и ошинок на стороне НН

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, $I_{\text{раб.макс.}}=1293,26$ А. Выбираем алюминиевые, однополосные шины прямоугольного сечения [20, с.395].

Таблица 22 – Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм ²
1320	80×8	640

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

$$I_{\text{раб.макс.}} \leq I'_{\text{дл.дон}}, \quad (122)$$

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

$$1293,26 < 1320$$

- 1) 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

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

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.

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06$$

$$B_k = 7,82^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 4,892$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{4,892}}{90 \cdot 10^{-3}} = 24,575 \text{ мм}^2$$

24,575 < 640 – условие выполняется.

В большинстве конструкций шин условия на электродинамическую стойкость соблюдаются, поэтому согласно ПУЭ [21] не требуется проверка на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

2) Механический расчет однополосных шин.

Шины располагаем плашмя.

Условие механической прочности шин, МПа:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

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

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial 2}^2}{a}, \quad (127)$$

где $i_{y\partial 2}$ - ударный ток КЗ на шинах НН ГПП, А [2, с. 90];

$a = 0,25$ - расстояние между фазами (1/3 ширины шкафа КРУ), м;

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кзК2} \cdot K_{y\partial}, \quad (128)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, так при расчете тока кз на шинах НН ГПП не было учтено активное сопротивление цепи, то $K_{y\partial} = 1,8$.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,82 \cdot 1,8 = 19,906 \text{ кА}$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19906^2}{0,25} = 274,53 \text{ Н/м}$$

Момент сопротивления при расположении шин плашмя [2, табл. 4,1; с.179], см^3 ,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (129)$$

где $b = 0,8$, см; $h = 8$, см, [20, с.395]

$$W = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,53 \text{ см}^3$$

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

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial 2}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (130)$$

где $l = 0,75$ - длина пролета, равная ширина ячейки КРУ, м;

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{19906^2 \cdot 0,75^2}{8,53 \cdot 0,25} = 1,81 \text{ МПа}$$

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

$1,81 < 45$ - условие выполняется.

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

9.5 Выбор изоляторов

9.5.1 Выбор линейных изоляторов на стороне ВН

Гибкие шины крепятся на линейных стержневых изоляторах к стальным порталам ПС-35Я2 [22]. Выбираем изолятор типа ЛК-70/35 [23]. Линейный, подвесной, полимерный, с материалом защитной кремнийорганической оболочкой изоляционной части с минимальной разрушающей силой при растяжении $F_{\text{разр}}=70$ кН. Так как за пределами КРУ ошиновка на ГПП исполнена гибкими проводниками, проверка по допустимой нагрузке не требуется.

9.5.2 Выбор опорных изоляторов на стороне НН

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Выбираем изолятор типа ОСК2—10—А—4УХЛ1 [24] опорный стержневой с материалом защитной оболочки изоляционной части из кремнийорганической резины с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{\text{разр}}=2$ кН. Выбор которых производится по следующим условиям:

- 1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (131)$$

$10 = 10$ – условие выполняется.

- 2) По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (132)$$

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

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}; \quad (133)$$

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

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 2000 = 1200$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{y02}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (134)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{19906^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 205,89$$

205,89 < 1200 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.3 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изоляторы ИПУ-10/1600-12,5 УХЛ1 проходной усиленного исполнения (разрушающая нагрузка на изгиб равная 12,5 кН [25]). 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:

1) Напряжение установки, кВ:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (135)$$

10 = 10 – условие выполняется.

2) По номинальному току, А:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}, \quad (136)$$

1293,26 < 1600 – условие выполняется.

3) По допустимой нагрузке, кН:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (137)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500$$

Расчетная сила, действующая на опорный изолятор:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l, \quad (138)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд2}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (139)$$

						Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{19906^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 40,27$$

102,95 < 4500 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.6 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

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.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

9.6.1 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 35 кВ

Исходные данные:

- наибольший ток короткого замыкания в месте установки ОПН, $I_{K3I} = 2,865$ кА.
- район по загрязнению II.

Условия выбора ОПН:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению [28, с.5]:

$$U_{\text{нро}} > U_{\text{нс}} / K_t, \quad (140)$$

где $U_{\text{нс}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ; K_t - отношение допустимого для ОПН напряжения промышленной частоты в течении времени t , к наибольшему рабочему, определяемое из графиков [Тимоф, с.7].

Принимаем $K_t = 1,4$.

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Находим наибольшее рабочее напряжение сети с пятипроцентным запасом, [28, Табл 1, с.5] кВ:

$$U_{нс} = 1,05 \cdot 40,5 = 42,525$$

Выбираем ОПН-У 35/38,5УХЛ1 фирмы ТОО “Таврида Электрик”.

$$38,5 > 42,525 / 1,4$$

$$38,5 > 30,375 - \text{условие выполняется.}$$

2) По условию обеспечения взрывобезопасности [28, 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 $I_{\text{об}} = 20 \text{ кА}$ [Тим, с.41].

$$I_{\text{об}} \geq (1,15 - 1,2) \cdot I_{\text{КЗ}} \quad (141)$$

$$20 \geq 1,2 \cdot 1,688$$

$$20 \geq 2,025 - \text{условие выполняется.}$$

3) По временным допустимым повышениям напряжения ОПН на данный класс напряжения не проверяется.

4) Определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1,15 - 1,2) \quad (142)$$

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

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

Для данной марки ограничителя $U_{\text{ост.к}} = 95 \text{ кВ}$ [28, с.41].

$$U_{\text{ки}} = K_{\text{И}} \cdot K_{\text{К}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{ИСП50}} \quad (143)$$

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где K_{II} - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одномоментным воздействием;

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{исп50}$ - испытательное напряжение изоляции электрооборудования, кВ [28, с.15].

$$K_{II} = 1,35; K_K = 0,9.$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05$$

$$95 \leq 146,05 / 1,2$$

$95 \leq 121,71$ - условие выполняется.

5) 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 $2 \text{ см} / \text{кВ} \cdot 40,5 \text{ кВ} = 81 \text{ см}$. Для ОПН-У 35/38,5УХЛ1 минимальная длина пути утечки $L_{ут} = 86,6 \text{ см}$.

$81 \leq 81,6$ – условие выполняется.

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

Ограничитель марки ОПН-У 35/38,5УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора.

9.6.2 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ

ОПН-П-10/12,0/10УХЛ1 [12] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ 1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ СЭЩ-63.

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

9.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Два трансформатора с.н. устанавливаются на всех двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ. [2, с.475]. Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

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]

На ПС напряжением 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В. Шины 0,4 кВ секционируются.

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 выбора числа и мощности трансформаторов собственных нужд (ТСН) для подстанций с двумя трансформаторами типа ТДН-16000/35 определим нагрузку в соответствии с [2, с. 386], на основании полученных данных составим таблицу.

Таблица 23 – Нагрузка собственных нужд ГПП

Вид потребителя	Р, кВт	cosφ, о.е.	Кол-во	Нагрузка	
				Р, кВт	Q, кВар
Охлаждение ТДН– 16000/35	8	1	2	16	-
Подогрев, освещение и вентиляция шкафа КРУ	1,51	1	13	19,63	-
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ	6	1	1	6	-
Освещение ОРУ 35 кВ	2	1	1	2	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	23	1	2	46	-
Подогрев приводов разъединителей РГП-35	0,08	1	8	0,64	-
Итого:				90,27	-

В учебном проектировании коэффициент мощности можно принять $\cos \varphi = 0,85$. [2, с 389].

Тогда расчётная нагрузка [2, с 389]:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{с.н.}}^2 + Q_{\text{с.н.}}^2} = k_c \cdot \frac{P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi}, \quad (144)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,80$ [2, с.369].

$$S_{\text{расч}} = 0,80 \cdot \frac{90,27}{0,85} = 84,96 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Мощность трансформаторов собственных нужд при двух ТСН на подстанции определяется из условия:

$$S_{\text{ном.тсн}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{пт}}} = \frac{84,96}{1,4} = 60,69 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (145)$$

где $k_{\text{пт}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки принимается 1,4 [2, с.70].

Ближайшее большее номинальное значение мощности равно 63 кВ·А. Выбираем соответствующий ему трансформатор ТСН– 63/10 [29].

Таблица 24 – Параметры трансформатора ТСН– 63/10

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$u_k, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$I_x, \%$
63	10	0,4	4	0,3	1,28	2

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора:

$$k_z = \frac{S_{\text{расч}}}{n_{\text{тсн}} \cdot S_{\text{ном.тсн}}}, \quad (146)$$

где $n_{\text{тсн}}$ – число ТСН.

$$k_3 = \frac{84,96}{2 \cdot 63} = 0,67$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6 - 0,7). Полученное значение попадает в заданный диапазон.

Проверим его по коэффициенту аварийной перегрузки:

$$k_{ав} = \frac{S_{расч}}{(n_{тсн}-1) \cdot S_{ном.тсн}} = \frac{84,96}{(2-1) \cdot 63} = 1,35 \quad (147)$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4:

$$1,35 < 1,4 - \text{условие выполняется.}$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

На ПС с постоянным оперативным током 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]

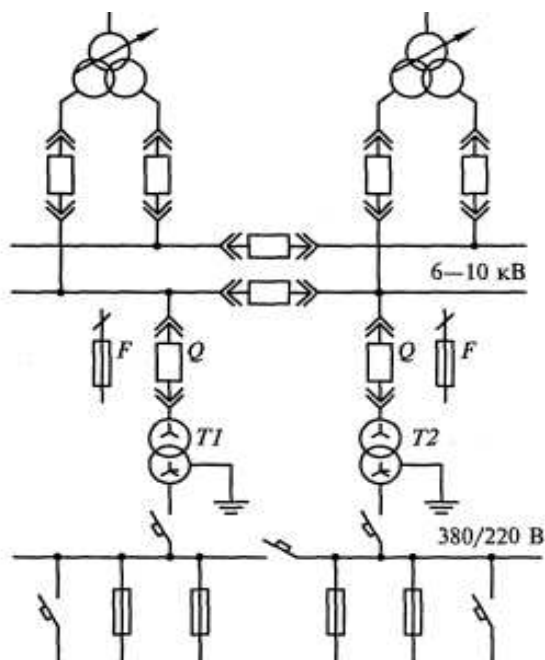


Рисунок 7 – Схема питания с.н подстанции с оперативным постоянным током

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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:

Условия выбора:

1) Напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (148)$$

Ток нормального и послеаварийного режимов работы цехового трансформатора, на стороне НН подстанции (0,4 кВ), А:

$$I_{номНН} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (149)$$

$$I_{номНН} = 0,7 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1010,39$$

$$I_{раб.макс} = k_3^{п/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (150)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,79$$

Исходя из максимального рабочего тока и напряжения установки выбираем автоматически выключатель ВА-СЭЩ-АС25 [12] воздушный автоматический выключатель с номинальным током 2500 А. Условия проверки данного выключателя представлены в таблице 23.

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Таблица 24 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Автоматический выключатель ВА-СЭЦ-АС25
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 2020,79 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 11,819 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 65 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 26,743 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 65 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 11,819^2 \cdot (0,035 + 0,002) = 5,168 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный автоматический выключатель проходит проверку по всем условиям.

9.9. 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 630 кВА предохранители марки ПК-10/75 [1], а для трансформаторов 1000 кВА марки ПК-10/100 [1]. Проверка данных предохранителей приведена в таблице 24.

Таблица 25 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 630 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1000 кВА	Каталожные данные	
			Предохранитель ПК-10/75	Предохранитель ПК-10/100
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 36,1 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 57,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 11,819 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,819 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$t_B \leq t_K$	$t_B = 0,35 \text{ с}$	$t_B = 0,35 \text{ с}$	$t_K = 0,5 \text{ с}$	$t_K = 2 \text{ с}$

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 1600 кВА, значит, номинальный ток плавкой вставки предохранителя равен 200 А.

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ осуществляется по условию, с

$$t_B \geq \frac{t_{c.з} + \Delta t}{K_{п}}, \quad (151)$$

где t_B – время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с.

Для автоматического выключателя:

$$t_B = \frac{t_{c.з} + \Delta t}{K_{п}}, \quad (152)$$

где $t_{c.з}$ – полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя,

$t_{c.з} = 0,02 \pm 0,01 \text{ с}$ – для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания;

$t_{c.з}$ для предохранителей определяется по ампер-секундной характеристике;

Δt – минимальная ступень селективности, принимается для автоматов – 0,3 с, для предохранителей – 0,6 с;

$K_{п}$ – коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева,

$K_{п}$ принимается равным 0,9.

Ток I_{K5} приводим к напряжению 10 кВ, кА:

$$I'_{кзК5} = I_{кзК5} \cdot K_T, \quad (153)$$

$$I'_{кзК5} = 10,061 \cdot \frac{0,4}{10} = 0,458 \text{ кА}$$

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:

$$t_B = \frac{0,02 + 0,3}{0,9} = 0,35$$

$2 > 0,35$ - условие выполняется.

Время срабатывания предохранителя больше, чем время срабатывания автоматического выключателя, значит условие селективности соблюдается.

10 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 [19] 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 $h_x = 7,85$ м.

$h_x = 7,85$ м – высота защищаемого оборудования (гибкие шины);

$h = 13$ м – высота молниеотвода для 35 кВ;

$h_a = h - h_x$ – высота активной части молниеотвода;

$a_1 = 18,1$ м – расстояние между молниеотводами;

$a_2 = 14,2$ 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 18,1 x 14,2 м.

Определяем по размерам этого прямоугольника длину диагонали L_{1-5} , м²:

$$L_{1-4} = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (154)$$

$$L_{1-4} = \sqrt{18,1^2 + 14,2^2} = 14,82$$

Для надежности защиты 0,995

$$L_{\max} = 4,35 \cdot h, \quad (155)$$

$$L_{\max} = 4,35 \cdot 13 = 56,55$$

$$L_C = 2,25 \cdot h, \quad (156)$$

$$L_C = 2,25 \cdot 13 = 29,25$$

В соответствии с условием, м:

$$L_{1-4} \leq L_C \leq L_{\max}, \quad (157)$$

$$14,82 < 29,25 < 56,55$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (158)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 13) \cdot 13 = 13,92$$

Высота расположения минимальной зоны, м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (159)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 13 = 9,35$$

Находим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте шин $h_x = 7,85$ м, м

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (160)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 13) \cdot \left(13 - \frac{7,85}{0,85} \right) = 4,04$$

Зона защиты двойного молниеотвода имеет следующие размеры при $L > h$:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (161)$$

$$h_c = 9,35 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 13) \cdot (14,82 - 13) = 9,03$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (162)$$

$$r_{cx} = 13,96 \cdot \frac{9,03 - 7,85}{9,03} = 1,82$$

Предельная высота молниеотвода h_{II} , обеспечивающая отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{1-4} , для вероятности защиты $P_z = 0,995$:

$$h_{II} = \frac{L_c}{2,25}, \quad (163)$$

$$h_{II} = \frac{29,25}{2,25} = 13$$

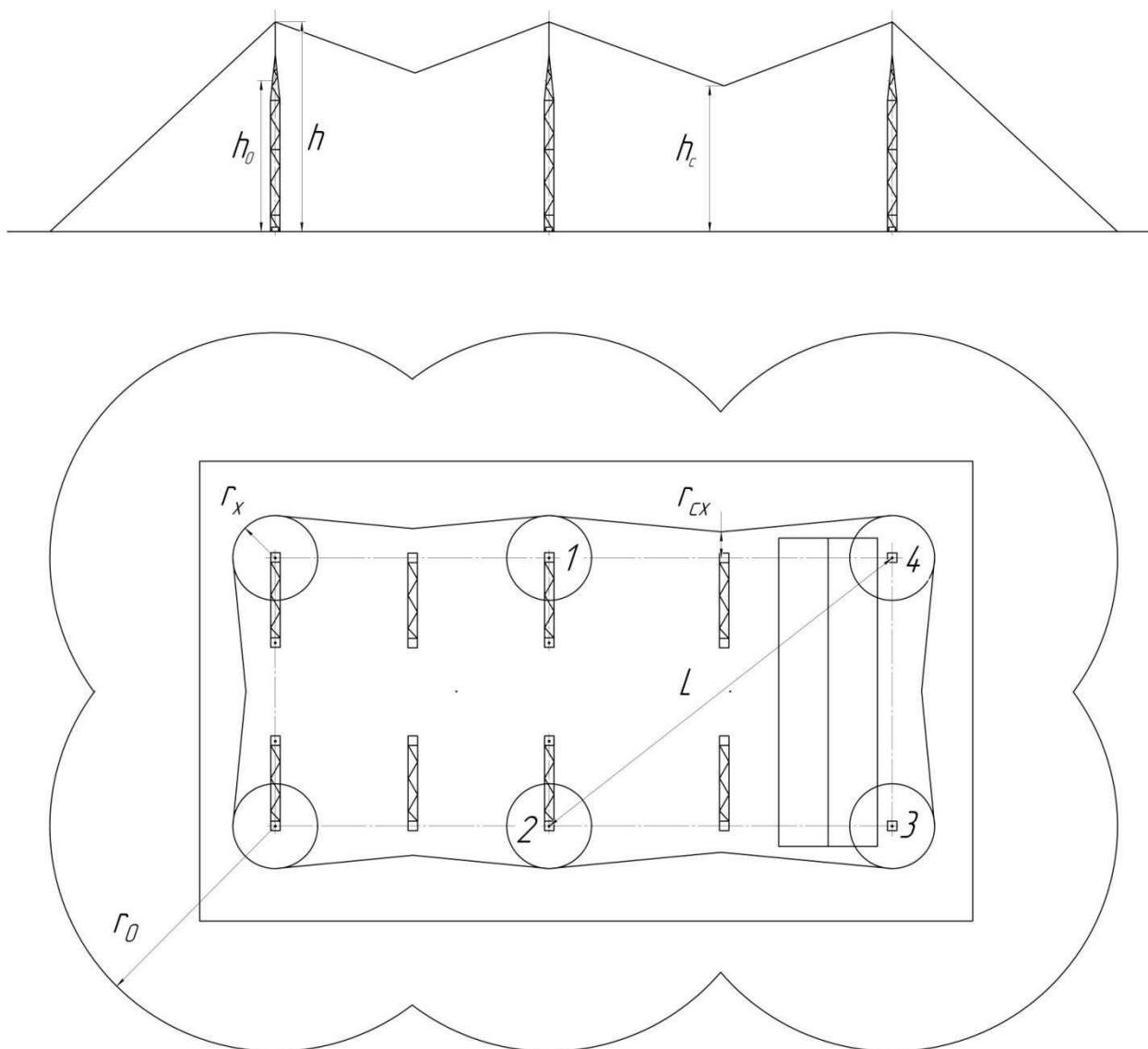


Рисунок 8 – Зона защиты шести стержневых молниеотводов на высоте h_x и h_0

Расчет показал, что на данном ГПП необходима установка 6 молниеотводов каждый высотой 13 метров. Расположение молниеотводов показано на рисунке.

11 Расчёт защитного заземления

Заземление в электроустановках – это преднамеренное соединение металлических частей электроустановки с заземляющим устройством. Требования к расчету защитного заземления зависят от напряжения, режима работы нейтрали и элемента электроустановки, подлежащего заземлению.

Если к заземляющему устройству присоединяют элементы электроустановок разных напряжений и назначений, то принимают наименьшее нормированное сопротивление заземления R_z для электрооборудования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Сопrotивления заземляющего устройства для электроустановок напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью в соответствии с ПУЭ, Ом

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}, \quad (164)$$

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

Приближенно ток замыкания на землю можно определить по выражению, А

$$I_3 = \frac{U \cdot l_B}{350} + \frac{U \cdot l_K}{10}, \quad (165)$$

где U – напряжение сети, кВ;

l_B и l_K – длина воздушных и кабельных линий, км.

$$I_3 = \frac{35 \cdot 8,2}{350} = 0,82,$$

$$R_3 \leq \frac{250}{0,82} = 304,87.$$

Собственные нужды подстанции получают питание от трансформатора 10/0,4 кВ с заземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ. Оборудование подстанции занимает площадь 32,8×16,3 м. Сопrotивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 0,4 кВ должно быть не более 4 Ом. Таким образом, последнее требование является определяющим для расчета $R_3 \leq 4$ Ом. Расчет произведен на основании [Рожкова]. Заземляющее устройство выполняется в виде контура из полосы 40×4 мм проложенного на глубине 0,7 м вокруг оборудования подстанции на расстоянии 3 м от внутренней стороны ограды, и стержней длиной 5 м и диаметром 12 мм на расстоянии друг от друга не менее 5 м. Общая длина полосы 106 м.

Расчётное удельное сопротивление грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей составят, Ом·м

$$\rho_{p.g.} = \rho_{уд} \cdot k_{п.г.}, \quad (166)$$

$$\rho_{p.в.} = \rho_{уд} \cdot k_{п.в.}, \quad (167)$$

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

где - $\rho_{уд}$ удельное сопротивления грунта (глина), равное 60 Ом·м ;

$k_{п.г.}$ и $k_{п.в.}$ - повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов.

$$\rho_{п.г.} = 60 \cdot 3 = 180,$$

$$\rho_{п.в.} = 60 \cdot 1,5 = 90.$$

Сопротивление заземляющей полосы, Ом

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{п.г.}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{bt}, \quad (168)$$

где l – общая длина полосы, м;

b – ширина полосы, м.

t – глубина заложения, м.

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 180}{106} \cdot \lg \frac{2 \cdot 106^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 3,85.$$

Предварительно принимаем в контуре 6 вертикальных заземлителей, по таблице 7.4 [7] для $a/l = 1$ находим коэффициент использования полосы $\eta_{\Gamma}=0,4$; тогда сопротивление полосы в контуре из 6 вертикальных заземлителей, Ом

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (169)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{3,85}{0,4} = 9,64.$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей, Ом

$$R_{В} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}, \quad (170)$$

$$R_{В} = \frac{9,64 \cdot 4}{9,64 - 4} = 6,83$$

Сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня длиной 5 м, диаметром 12 мм при $\rho_{р.в.} = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), Ом:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{р.в.}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (171)$$

где l – длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня заземлителя;

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 90}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 20,42$$

Количество вертикальных заземлителей, шт.,

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (172)$$

$$n_B = \frac{20,42}{6,83 \cdot 0,58} = 5,15,$$

Принимаем в контуре 6 вертикальных заземлителей.

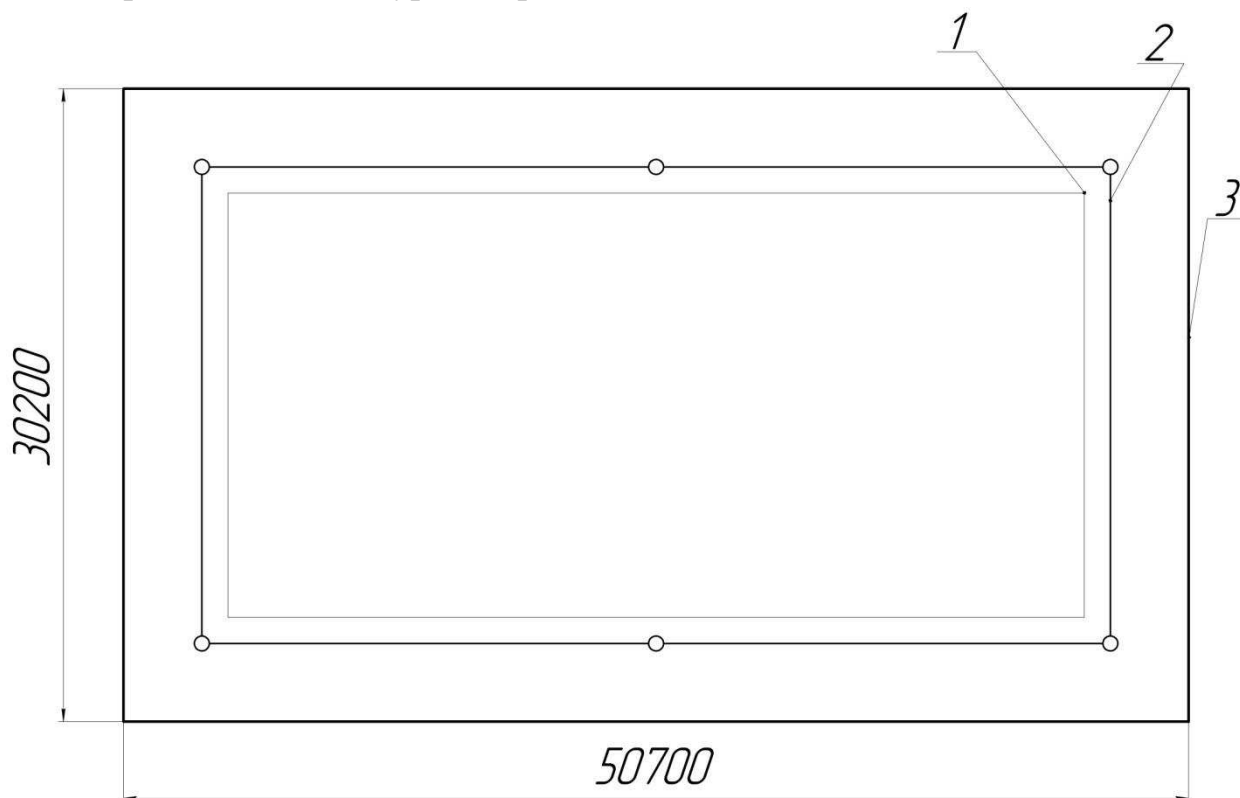


Рисунок 9 – План заземляющего устройства: 1 – площадь занятая оборудованием; 2 – заземляющий контур; 3 – ограждение подстанции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

12 Релейная защита трансформатора ТДН-16000/35

12.1 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;
- 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 – $t_{сз} = t_{сзсм.эл} + \Delta t$.

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

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.

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и ненормальных режимов элемента или участка энергосистемы от ее неповрежденных 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.).

12.2 Выбор трансформаторов тока для подключения релейной защиты

1. ТА1 (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_{\text{H}}^{\text{B}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}^{\text{B}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,93 \quad (173)$$

где S_{H} — мощность трансформатора, кВ·А;

U_{H}^{B} — напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{\text{ТА1}}^{\text{расч}} = I_{\text{H}}^{\text{B}} \cdot k_{\text{сх}} = 263,93 \cdot 1 = 263,93 \quad (174)$$

где $k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы.

Так как схема соединения обмоток ТТ «звезда», $k_{\text{сх}} = 1$.

Выбираем трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-35-300/5:

– номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 300$ А;

– коэффициент трансформации $n_{\text{ТА1}} = 300/5$.

2. ТА2 (НН)

Номинальный ток низшей стороны, А:

$$I_{\text{H}}^{\text{B}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}^{\text{B}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,76 \quad (175)$$

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

где S_H – мощность трансформатора, кВ·А;
 U_H^B – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{TA1}^{\text{расч}} = I_H^B \cdot k_{сх} = 923,76 \cdot 1 = 923,76 \quad (176)$$

Выбираем трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-10-1000/5:

– номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1000$ А;

– коэффициент трансформации $n_{TA1} = 1000/5$.

3. Выбираем трансформатор напряжения TV1 – на стороне ВН:

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{35000}{100}$$

Тип TV1 – НАЛИ-35.

12.3 Защита от многофазных коротких замыканий (однофазных коротких замыканий на стороне 35 кВ)

Для защиты от многофазных КЗ применяем продольную дифференциальную токовую защиту (ДЗТ). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Выбор общих параметров дифференциальной защиты:

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (177)$$

$$I_{\text{ном.первВН}} = 263,93$$

$$I_{\text{ном.первНН}} = 923,76$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$K_{IVH} = 300/5$$

$$K_{IHH} = 1000/5$$

Схема соединения трансформаторов тока (электрическая):

ВН: звезда ($K_{сх} = 1$); НН: звезда ($K_{сх} = 1$).

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}}}{K_I} \cdot K_{\text{сх}} \quad (178)$$

$$I_{\text{ном.вторВН}} = \frac{263,93}{300/5} \cdot 1 = 2,639$$

$$I_{\text{ном.вторНН}} = \frac{923,76}{1000/5} \cdot 1 = 4,618$$

Принятые значения уставок:

$$I_{\text{базВН}} = 2,64$$

$$I_{\text{базНН}} = 4,62$$

Выбор уставок продольной дифференциальной токовой защиты ДЗТ:
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А:

$$I_{\text{кз.внеш.макс}}^{(3)} = \frac{I_{\text{кз.К2.макс}}^{(3)}}{U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}} = \frac{7820}{35/10} = 2234 \quad (179)$$

где $I_{\text{кз.К2.макс}}$ – ток короткого замыкания в точке К2 (НН), рассчитанный в приложении А, А.

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах):

$$I_{\text{кз.внеш.макс}^*}^{(3)} = \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}^{(3)}}{I_{\text{ном.первВН}}} = \frac{2234}{263,93} = 8,46 \quad (180)$$

Расчетный дифференциальный ток при внешнем КЗ:

$$I_{\text{Д}} = k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{а}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{Д}}) \cdot I_{\text{кз.внеш.макс}^*}^{(3)} \quad (181)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,5;

$k_{\text{а}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается 2,0;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,1;

										Лист
										89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – диапазон регулирования РПН, %;

$\Delta f_{\text{д}}$ – добавочная погрешность, принимается равной 0,04.

$$I_{\text{д}} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 8,46 = 9,142$$

Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешних КЗ (округление до одного знака после запятой):

Принимаем значение $I_{\text{д}} = 9,1 \text{ о.е.}$

Коэффициент чувствительности ДЗТ должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на вводах ВН.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.К1.мин}}^{(2)}}{I_{\text{д}} \cdot 300/5} = \frac{1461,85}{9,1 \cdot 300/5} = 2,66 \geq 2. \quad (182)$$

Что удовлетворяет условиям ПУЭ.

12.4 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок Seram 80.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с.з.}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (183)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

$k_{\text{сз}}$ – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН.

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,85} \cdot 263,93 = 683,11$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{СР}} = 683,11 \cdot \frac{1}{300/5} = 11,38$$

Проверка защиты по чувствительности:

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

$$K_{\text{ч}} = \frac{1461,85}{683,11} = 2,14 \geq 1,5$$

Что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{\text{СЗ}} = t_{\text{СЗ}}^{\text{см.эл}} + \Delta t, \quad (184)$$

$$t_{\text{СЗ}} = 1 + 0,5 = 1,5$$

12.5 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок Seram 80.

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (185)$$

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 263,93 = 326,03$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{СР}} = 326,03 \frac{1}{300/5} = 5,43$$

На чувствительность защиты от перегрузки не проверяется. Защита от перегрузок выполнена с двумя уставками по времени. Первая уставка продолжительностью 9-10 секунд действует на сигнал. Вторая уставка продолжительностью 30-40 минут действует на отключение выключателя.

12.6 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения. Комплект защиты: блок Seram 80.

Напряжение срабатывания защиты, кВ

$$U_{\text{СЗ}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (186)$$

$$U_{\text{СЗ}} = 0,7 \cdot 35 = 24,5.$$

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напряжение срабатывания реле, В

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{сз}}}{K_{1\text{ВНТВ}}},$$

$$U_{\text{ср}} = \frac{24,5 \cdot 10^3}{35000/100} = 49.$$

Проверка по чувствительности защиты,

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot k_{\text{В}}}{U_{\text{ост}}} \geq 1,25, \quad (187)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;
 $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата реле, равен 1,25.

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.ВНШ.МАКС}}^{(3)} \cdot x_{\text{T}}, \quad (188)$$

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} \cdot 2234,3 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 1,93.$$

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{49 \cdot 1,25}{1,93} = 11,08 \geq 1,25,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

12.7 Газовая защита на базе Seram 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 специ-

									Лист
									92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

альной 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).

По этим причинам газовая защита должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений.

13 Расчет самозапуска электродвигателей.

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 самозапуска синхронных двигателей:

В цехе № 6 установлены 4х630 СД. Из справочника выбираем двигатель марки 4СДМ-1250L 24-10 УХЛ4 справочные данные снесем в табл.26.

Таблица 26 – технические характеристики 4СДМ-1250L 24-10 УХЛ4.

S_H , кВА	P_H , кВт	U_H , кВ	η , %	$\frac{I_n}{I_H}$	N, об/мин	$\cos\varphi$
850	630	10	93,2	6,4	250	0,8

Номинальный ток электродвигателя, А

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}, \quad (189)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 0,9} = 45,46$$

Пусковое сопротивление, Ом

$$Z'_{\text{ПД}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} I_{\text{ПУСК}}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{ПП}} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (190)$$

где $k_{\text{ПП}}$ – кратность пускового тока электродвигателя.

$$Z'_{\text{ПД}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,4 \cdot 45,46} = 19,84$$

Суммарное сопротивление 4 электродвигателей, Ом

$$Z_{\Sigma} = \frac{Z'_{\text{ПД}}}{4}, \quad (191)$$

$$Z_{\Sigma} = \frac{19,84}{4} = 4,96$$

Сопротивление кабельных линии 10кВ на участке ГПП-РУ2, Ом

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{x_{\text{КЛ}}^2 + r_{\text{КЛ}}^2}, \quad (192)$$

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{0,019^2 + 0,0425^2} = 0,046.$$

Сопротивление трансформатора на ТДН 16000/35 [приложение А], Ом

$$X_{\text{ТР}} = 0,5.$$

Ток самозапуска электродвигателя, А

$$I_{\text{с/з}} = \frac{U_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\Sigma} + X_{\text{ТР}} + Z_{\text{КЛ}})}, \quad (193)$$

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{с/з} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,046 + 0,5 + 5,58)} = 989,58.$$

Остаточное напряжение на зажимах, В

$$U_{ост} = U_{расч} \cdot \frac{Z_{пд}}{Z_{\Sigma} + X_{тр} + Z_{кл}}; \quad (194)$$

$$U_{ост} = 10500 \cdot \frac{5,58}{5,58 + 0,5 + 0,046} = 9564,15,$$

что составляет:

$$\frac{9564,15}{10500} \cdot 100 = 91\%$$

Самозапуск электродвигателя обеспечивается.

14 Электробезопасность

14.1 Меры электробезопасности

14.1.1 Защитные меры электробезопасности, применяемые в электроустановках

Значительное количество несчастных случаев от поражения электрическим током связано с тем, что нарушается изоляция электроприемников. Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Защитное заземления - преднамеренное соединение с землёй или её эквивалентом металлических нетоковедущих частей электроприёмников (электроустановок), которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.009 - 76. ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения).

Зануление - преднамеренное электрическое соединение металлически нетоковедущих частей электроприёмников (электроустановок) с нейтральной точкой трансформатора питающей подстанции металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.009 - 76. ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения).

Заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

во всех электроустановках при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока;

в электроустановках, эксплуатирующихся в помещениях с повышенной опасностью, особоопасных и наружных установках - при напряжении выше 42

										Лист
										95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока.

Помещения с повышенной опасностью характеризуются наличием одного из следующих условий: сырости (>75%) или токопроводящей пыли, токопроводящих полов, высокой температуры (>30°C), возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, аппаратам, механизмам и к металлическим корпусам электрооборудования.

Особо опасные помещения характеризуются наличием одного из следующих условий: особой сырости (>90%), химически активной или органической средой, одновременно двух и более условий повышенной опасности. Заземляющие устройства электроустановок потребителей должны соответствовать требованиям ПУЭ. Части электрооборудования, подлежащие заземлению, должны иметь надёжное контактное соединение с заземляющим устройством либо с заземлёнными конструкциями, на которых они установлены. Соединения должны быть только болтовыми или сварными. Скрутка не допускается.

Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению или занулению, должна быть присоединена к сети заземления или зануления отдельным проводником. Заземляющие и нулевые проводники должны иметь покрытие, защищающее от коррозии. Открыто проложенные стальные проводники должны иметь черную окраску.

В соответствии с ГОСТ Р 50571.2-94 «Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики», гармонизированного со стандартами Международной электротехнической комиссии (МЭК), системы заземления электрических сетей делятся на следующие классы:

IT, TT, TN-C, TN-C-S, TN-S. Применительно к сетям переменного тока напряжением до 1 кВ обозначения имеют следующий смысл. Первая буква - характер заземления источника питания (режим нейтрали вторичной обмотки трансформатора): I - изолированная нейтраль, T - глухозаземленная нейтраль. Вторая буква - характер заземления открытых проводящих частей (металлических корпусов) электроустановки: T - непосредственная связь открытых проводящих частей с землей (защитное заземление), N - непосредственная связь открытых проводящих частей с заземленной нейтралью источника питания (зануление). Последующие буквы - устройство нулевого рабочего и нулевого защитного проводников: C - нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники объединены по всей сети, C-S - проводники N- и PE- объединены в части сети, S - проводники N- и PE- работают раздельно по всей сети. N-, PE- и PEN- проводники, используемые в различных типах сетей, должны иметь соответствующие графические обозначения на схемах и расцветку в соответствии с ГОСТ Р 50571.2-94. Область применения такой защитной меры как заземление или зануление определяется режимом нейтрали и классом напряжения ЭУ. Зануление применяется лишь в одной из систем электрической сети - в ЭУ до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью (TN). В остальных группах ЭУ применяется защитное заземление.

										Лист
										96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

Защитное отключение должно осуществляться устройствами (аппаратами), удовлетворяющими в отношении надежности действия специальным техническим условиям (ПУЭ п. 1.7.42).

Разделительный трансформатор - трансформатор, первичная обмотка которого отделена от вторичных обмоток при помощи защитного электрического разделения цепей.

Безопасный разделительный трансформатор - разделительный трансформатор, предназначенный для обеспечения электрооборудования сверхнизким напряжением. Разделительные трансформаторы должны удовлетворять специальным техническим условиям в отношении повышенной надежности конструкции и повышенных испытательных напряжений, в соответствии с требованиями, изложенными в гл.7 ПУЭ.

Защитное автоматическое отключение обеспечивается защитно-коммутационными аппаратами, реагирующими на сверхтоки и дифференциальный ток.

Защитное автоматическое отключение должно обеспечивать наибольшее допустимое время отключения для системы IT.

Защитное автоматическое отключение должно обеспечивать наибольшее допустимое время отключения для системы TN

В ЭУ, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должна применяться система уравнивания потенциалов, которая требует соединения между собой проводящих частей защитных или заземляющих проводников, металлических частей коммуникаций, каркаса зданий, заземляющее устройство системы молниезащиты и др. в соответствии с п. 1.7.82 ПУЭ.

14. 1. 2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках

При производстве работ в электроустановках должны выполняться специальные мероприятия (организационные, технические), обеспечивающие электробезопасность. В частности, работы в электроустановках проводятся по нарядам - допускам или по распоряжениям.

Наряд-допуск - это задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время её начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасное проведение работы.

Распоряжение имеет разовый характер, срок его действия определяется продолжительностью рабочего дня исполнителей. По распоряжению выполняются работы, как правило, в электроустановках до 1000 В. Небольшие по объёму виды работ, в электроустановках до 1000 В, выполняемые в течение рабочей смены на закреплённом за персоналом оборудовании, должны содержаться в заранее разработанном и подписанном ответственным за электрохозяйство утверждённом руководителем организации перечне. Организацион-

									Лист
									97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

ными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

допуск к работе - проводится после проверки подготовки рабочего места. Подготовка рабочего места осуществляется производителем работ по разрешению, которое выдает от оперативного персонала (диспетчера). В тех случаях, когда производитель работ совмещает обязанности допускающего, подготовку рабочего места он должен выполнять с одним из членов бригады, имеющим группу III. При допуске к работе допускающий должен проверить соответствие состава бригады составу, указанному в наряде или распоряжении, по именованным удостоверениям членов бригады; доказать бригаде показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места, что напряжение отсутствует, а в электроустановках напряжением 35 кВ и ниже (где позволяет конструктивное исполнение) - последующим прикосновением рукой к токоведущим частям. Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе могут проводиться только после получения разрешения от оперативного персонала или уполномоченного на это работника. Разрешение о допуске бригады к работе может быть передано персоналу, выполняющему подготовку рабочего места, лично, по телефону, радио, с нарочным или через оперативный персонал промежуточной подстанции;

надзор во время работы (после допуска к работе). Надзор за соблюдением бригадой требований безопасности возлагается на производителя работ (наблюдающего). Не допускается наблюдающему совмещать надзор с выполнением какой-либо работы. При необходимости временного ухода производитель работ (наблюдающий) обязан удалить бригаду (с выводом её из РУ и закрытием входных дверей на замок);

оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место, окончания работы. Порядок осуществления перечисленных мероприятий подробно регламентирован ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (далее - ПОТ Р М-016-2001).

14. 1. 3 Лица, ответственные за безопасное ведение работ в электроустановках

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации (назначается из лиц административно - технического персонала с группой допуска IV или V. Определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

за безопасность, за соответствие выполняемой работе групп по электробезопасности перечисленных в наряде работников);

ответственный руководитель работ (назначается из числа лиц административно - технического персонала, имеющих группу V. Назначается, как правило, при работах в электроустановках напряжением выше 1000 В. В электроустановках до 1000 В ответственный руководитель может не назначаться. Ответственный руководитель назначается всегда при выполнении отдельных видов работ, оговоренных в ПОТ Р М-016-2001;

допускающий (назначается из числа оперативного персонала с группой III или IV. Отвечает за правильность и достаточность принятых мер безопасности и соответствие их мерам, указанным в наряде, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, за полноту и качество проводимого им инструктажа членов бригады. В тех случаях, когда производитель работ совмещает свои обязанности с обязанностями допускающего, подготовку рабочего места он должен выполнять с одним из членов бригады, имеющим группу III);

• производитель работ (назначается из числа лиц с группой III или IV. Отвечает за соответствие рабочего места указаниям наряда; дополнительные меры безопасности, за чёткость и полноту инструктажа членов бригады; за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений; за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов, заземлений, запирающих устройств; за безопасное проведение работы и соблюдение требований Правил; за осуществление постоянного контроля за членами бригады);

наблюдающий (назначается лицо электротехнического персонала с группой III. Должен назначаться для надзора за бригадами, не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках). Письменным указанием руководителя организации должно быть оформлено предоставление работникам организации прав: выдающего наряд, распоряжение; допускающего, ответственного руководителя работ; производителя работ (наблюдающего), а также права единоличного осмотра (п.2.1.10 ПОТ Р М-016-2001). В случаях, установленных п.2.1.11 ПОТ Р М-016-2001, допускается совмещение обязанностей ответственных за безопасное ведение работ.

14. 1. 4 Целевой инструктаж перед началом работ по наряду-допуску (распоряжению)

Началу работ по распоряжению или наряду должен предшествовать целевой инструктаж.

Инструктаж целевой - указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определённых нарядом или распоряжением, от выдавшего наряд, отдавшего распоряжение до члена бригады или исполнителя (ПТЭЭП, термины, применяемые в правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей, и их определение). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе за-

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

прещается (п. 2.7.7 ПОТ Р М-016-2001). Целевой инструктаж при работах по наряду проводят:

выдающий наряд - ответственному руководителю работ или, если ответственный руководитель не назначается, производителю работ (наблюдающему);

допускающий - ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

ответственный руководитель работ - производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

производитель работ (наблюдающий) - членам бригады. Выдающий наряд, отдающий распоряжение, ответственный руководитель работ, производитель работ (наблюдающий) в проводимых ими целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать чёткие указания по технологии безопасного проведения работ, использованию грузоподъёмных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Производитель работ (наблюдающий) в целевом инструктаже обязан дать исчерпывающие указания членам бригады, исключающие возможность поражения электрическим током. Допускающий в целевом инструктаже должен ознакомить членов бригады с содержанием наряда, распоряжения, указать границы рабочего места, наличие наведённого напряжения, показать ближайшие к рабочему месту оборудование и токоведущие части ремонтируемого и соседних присоединений, к которым запрещается приближаться независимо от того, находятся они под напряжением или нет. При работе по наряду целевой инструктаж должен быть оформлен в таблице «Регистрация целевого инструктажа при первичном допуске» подписями работников, проведших и получивших инструктаж.

14. 1. 5 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения при выполнении работ по наряду-допуску или распоряжению должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

на проводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

После полного окончания работ технические мероприятия сворачиваются в обратном порядке (п. 2.1.11. ПОТ Р М-016-2001).

14. 2 Электробезопасность на предприятиях

14. 2. 1 Основные нормативные акты, устанавливающие требования электробезопасности

Действующие в организации электроустановки должны эксплуатироваться согласно следующим основным нормативным актам: МПОТ (ПБ) ЭЭУ - Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТРМ-016-2001. РД 153-34.0-03.150- 00. Утверждены Министерством труда и социального развития РФ (постановление от 05.01.01 № 3) и Министерством энергетики РФ (приказ от 27.12.00 № 163). Правила введены с 1 июля 2001 г. После введения этих правил отменены «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (2-е издание, переработанное и дополненное. М., Энергоатомиздат, 1989) и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (4-е изд. переработанное и дополненное. М., Госэнергонадзор, 1994). ПТЭЭП – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Приказ Минэнерго от 13.01.03 № 6. Зарегистрировано в Минюсте 22.01.03 № 4145. ПТЭ - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. РД 34.20.501-95. 15-е издание, переработанное и дополненное. Утверждены РАО «ЕЭС России» 24.08.95. ПУЭ - Правила устройства электроустановок. Утверждены Минтопэнерго РФ 06.10.99. ППСЗ – Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним. 9-е издание. Утверждены Госэнергонадзором 26.11.92.

В связи с принятием 27.12.02 Федерального закона «О техническом регулировании», который вступает в силу 01.07.03, все нормативные правовые акты (НПА), принимаемые после указанной даты и содержащие требования к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранению, перевозке, реализации, утилизации будут излагаться только в «Техническом регламенте». НПА (Правила, положения, инструкции) будут приводиться в соответствии с требованиями указанного закона и заменяться Техническими регламентами. Не допускается выдача и выполнение распоряжений и заданий, противоречащих требованиям, содержащимся в указанных документах.

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

14. 2. 2 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с использованием электрической энергии

Факторами опасного и вредного воздействия на человека, связанными с использованием электрической энергии, являются:

протекание электрического тока через организм человека; воздействие электрической дуги;

воздействие биологически активного электрического поля;

воздействие биологически активного магнитного поля; воздействие электростатического поля;

воздействие электромагнитного излучения (ЭМИ).

Биологически активными являются электрические и магнитные поля, напряженность которых превышает предельно допустимые уровни (ПДУ) – гигиенические нормативы условий труда.

Опасные и вредные последствия для человека от воздействия электрического тока, электрической дуги, электрического и магнитного полей, электростатического поля и ЭМИ проявляются в виде электротравм, механических повреждений и профессиональных заболеваний. Степень воздействия зависит от экспозиции фактора, в том числе: рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электрического и магнитного полей на организм человека, условий внешней среды.

Экспозиция - количественная характеристика интенсивности и продолжительности действия вредного фактора.

Электротравмы: локальные поражения тканей (металлизация кожи, электрические знаки и ожоги) и органов (резкие сокращения мышц, фибриляция сердца, электроофтальмия, электролиз крови) являются результатом воздействия электрического тока или электрической дуги на человека. По степени воздействия на организм человека различаются четыре стадии:

I – слабые, судорожные сокращения мышц;

II – судорожные сокращения мышц, потеря сознания;

III - потеря сознания, нарушение сердечной и дыхательной деятельности; IV – клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

Механические повреждения, явившиеся следствием воздействия вредных факторов, связанных с использованием электрической энергии (падение с высоты, ушибы), также могут быть отнесены к электротравмам. Кроме того, электрический ток вызывает непроизвольное сокращение мышц (судороги), которое затрудняет освобождение человека от контакта с токоведущими частями. Профессиональные заболевания проявляются, как правило, в нарушениях функционального состояния нервной и сердечно-сосудистой систем. У людей, работающих в зоне воздействия электрического и магнитного полей, электростатического поля, электромагнитных полей радиочастот, появляются раздражительность, головная боль, нарушение сна, снижение аппетита, нару-

									Лист
									102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

шение репродуктивной функции и др. Следствием воздействия вредных факторов могут явиться болезни глаз или лейкемия (белокровие).

14.3 Меры безопасности при обслуживании электроустановок

Работы в электроустановках в отношении мер безопасности подразделяются на следующие категории:

- 1) со снятием напряжения;
- 2) без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них;
- 3) без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

При одновременной работе в электроустановках напряжением до и выше 1000 В категории работ определяются применительно к электроустановкам напряжением выше 1000 В.

К работам, выполняемым со снятием напряжения, относятся работы, которые производятся в электроустановке (или части ее), в которой со всех токоведущих частей снято напряжение и вход в помещение соседней электроустановки, находящейся под напряжением, заперт.

К работам, выполняемым без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, относятся работы, производимые непосредственно на этих частях.

В электроустановках напряжением выше 1000 В, а также на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) напряжением до 1000 В к этим же работам относятся работы, выполняемые на расстояниях от токоведущих частей меньше чем: до 1000 В на ВЛ - 0,6 м от людей и применяемых ими инструментов, от временных ограждений и 1 м от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положениях, от строп грузозахватных приспособлений и грузов до 1000 В в РУ без прикосновения не нормируется; 3 -35 кВ -0,6 м от людей и 1 м от механизмов; 60 - 110 кВ -1 м от людей и 1,5 м от механизмов, 220 кВ – 2 м от людей и 2,5м от механизмов.

Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны выполнять не менее чем 2 лица, из которых производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные - не ниже III.

Работой без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, считается работа, при которой исключено случайное приближение работающих людей и используемых ими ремонтной оснастки и инструмента к токоведущим частям на расстояние меньше указанного в предыдущем пункте и не требуется принятие технических или организационных мер (например, непрерывного надзора) для предотвращения такого приближения.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны производиться с применением средств защиты для изоляции человека от токоведущих частей либо

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

от земли. При изоляции человека от земли работы должны осуществляться в соответствии со специальными инструкциями или технологическими картами, в которых предусмотрены необходимые меры безопасности.

При работе в электроустановках напряжением выше 1000 В без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них необходимо:

1) оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

2) работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом коврике;

3) применять инструмент с изолирующими рукоятками (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень), при отсутствии такого инструмента пользоваться диэлектрическими перчатками.

При производстве работ без снятия напряжения на токоведущих частях с помощью изолирующих средств защиты необходимо:

1) держать изолирующие части средств защиты за ручки-захваты до ограничительного кольца;

2) располагать изолирующие части средств защиты так, чтобы не возникла опасность перекрытия по поверхности изоляции между токоведущими частями двух фаз или замыкания на землю;

3) пользоваться только сухими и чистыми изолирующими частями средств защиты с неповрежденным лаковым покрытием.

При обнаружении нарушения лакового покрытия или других неисправностей изолирующих частей средств защиты пользование ими должно быть немедленно прекращено.

При работе с применением электроразличительных средств (изолирующие штанги и клещи, электроизмерительные клещи, указатели напряжения) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

Без применения электроразличительных средств запрещается прикасаться к изоляторам электроустановки, находящейся под напряжением.

При производстве работ около неогражденных токоведущих частей запрещается располагаться так, чтобы эти части находились сзади или с обеих боковых сторон.

Применяемые для ремонтных работ подмости и лестницы должны иметь гладкую обструганную поверхность, окрашивать лестницы красками запрещается.

Лестницы после изготовления или ремонта испытываются статистической нагрузкой в 1500 Н (150 кгс) и затем в процессе эксплуатации нагрузкой в 1200 Н (120 кгс). При испытании указанный груз прикладывают на 2 мин. к одной из ступеней в середине пролета лестницы, установленной под углом 75 градусов к горизонтальной плоскости. Срок испытания лестниц зависит от условий их использования, но реже 1 раз в год. Перед работой необходимо проверить исправность лестницы. Работать на неисправной лестнице (стремянке)

										Лист
										104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

запрещается. Ступени деревянных лестниц и стремянок должны быть прочно вставлены в выдолбленные отверстия в тетивах. Расстояние между ступенями не должно превышать 0,4 м. Тетивы должны скрепляться стяжными болтами не реже чем через 2 м, а также под верхней и нижней ступенями. Применять лестницы и стремянки со ступенями, нашитыми гвоздями, без их предварительной врезки запрещается. Нижние концы приставных лестниц должны иметь упоры в виде острых вставных наконечников при установке на грунте или резиновые наконечники при установке на полу, асфальте и т.п.

Общая длина приставной деревянной лестницы не должна превышать 5 м. Приставная лестница должна быть снабжена устройством, предотвращающим возможность сдвига. На нижних концах приставной лестницы должны быть оковки с острыми металлическими наконечниками для установки на грунте, а при использовании лестниц на гладких поверхностях (паркете, металле, бетоне и т.д.) на них должны быть надеты резиновые наконечники.

Приставная лестница должна верхними концами надежно опираться на прочную опору.

Верхние концы лестниц, приставляемых к трубам или проводам, должны быть снабжены специальными крюками - захватами, предотвращающими падение лестницы от действия ветра и случайных толчков.

У подвесных лестниц, применяемых для работы на конструкциях и проводах, должны быть приспособления, обеспечивающие их прочное закрепление.

Сращивание деревянных приставных лестниц допускается только путем прочного соединения их металлическими хомутами, накладками с болтами и т.п. Сращивание более двух деревянных приставных лестниц запрещается.

При обслуживании, а также ремонтах электроустановок применение металлических лестниц запрещается. Работу с использованием лестниц выполняют два лица, одно из которых находится внизу и страхует второе.

Работа с ящиков и других посторонних предметов запрещается.

Работы на ВЛ, связанные с прикосновением к проводу, опущенному с опоры вплоть до земли, должны производиться с применением электрозащитных средств (перчатки, штанги) или с металлической площадки, соединенной для выравнивания потенциала проводником с этим проводом. Допускается производство работ с земли без применения электрозащитных средств при условии наложения заземления на провод в непосредственной близости к каждому месту прикосновения, но не далее 3 м от работающих людей.

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ, на вводах и коммутационной аппаратуре, непосредственно подсоединенной к воздушным линиям.

Во время тумана и дождя запрещаются работы, требующие применения защитных изолирующих средств.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения с электроустановки оно может быть подано вновь без предупреждения.

									Лист
									105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Установка и снятие предохранителей, как правило, производятся при снятом напряжении. Под напряжением, но без нагрузки, запрещается снимать и устанавливать предохранители на присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты

Под напряжением, и под нагрузкой допускается снимать и устанавливать предохранители трансформаторов напряжения и предохранители закрытого типа в электроустановках напряжением до 1000 В.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

1) в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующими клещами, диэлектрическими перчатками и защитными очками (маской);

2) в электроустановках напряжением до 1000 В изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками, а при наличии открытых плавких вставок и защитными очками (маской).

24. В электроустановках до 1000 В переменного тока с изолированной нейтралью в качестве защитной меры должно быть выполнено заземление или защитное отключение.

К частям, подлежащим заземлению, относятся:

1) корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п.;

2) каркасы распределительных щитов, пультов управления, осветительных и силовых шкафов;

3) металлические конструкции распределительных щитов;

4) металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном 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. Был произведен расчёт токов короткого замыкания и выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения. А также был произведен расчет токов уставок блока релейной защиты, параметров молниеотводов и заземления ГПП.

В результате проведенных расчетов была разработана система электроснабжения завода по ремонту маломерных судов, отвечающая всем необходимым требованиям по качеству и надежности электроснабжения.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

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. Корнеева, 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 укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», Москва, 2012 - 71 стр.
- 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 УКРМ-10,5-450-150р-У1// Электротехнический завод «СлавЭнерго», – Режим доступа: <http://slavenergo.ru/>
- 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 Выключатель высоковольтный вакуумный ВВН–СЭЦ–35. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 11 Разъединитель РГПЗ–СЭЦ–35/1000–УХЛ1. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 12 КРУ–СЭЦ–63. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 13 Вакуумные высоковольтные выключатели ВВУ–СЭЦ–10–20/1600. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 14 Вакуумные высоковольтные выключатели ВВУ–СЭЦ–10–20/630. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 15 Трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–35. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 16 Трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–10. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

17 Трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ-10. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

18 Трансформаторы напряжения НАЛИ–35 // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

19 Трансформаторы напряжения НАЛИ-10// ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

20 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.: Энергаториздат, 1989. – 608 с.

21 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.

22 Стальные порталы ОРУ ПС-35Я2//ООО “ПРО-Инжиниринг”, режим доступа: http://www.ezhbi.com/goods/26827632-stalnuye_portaly_oru_ps_35ya2_seriya_3_407_2_162

23 Линейные подвесные полимерные изоляторы для ВЛЭП 35 кВ ЛК 70/35-3 УХЛ1// АО “АИЗ” «Арматурно-изоляторный завод». – Московская область, г.Лыткарино, 2016. – Режим доступа: <http://www.insulators.ru>

24 Опорный стержневой полимерный изолятор ОСК2—10—А—4УХЛ1 // ЗАО “ЗЕТО” «Завод электротехнического оборудования». – Московская область, г.Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

25 Проходной изолятор ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1//Уралэнерго. – Режим доступа: <http://uralen.ru/catalog/izol/group-36/459.html>

26 АО “ТК” «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

27 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

28. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: Метод. указания по курсовому и дипломному проектированию / Сост. С. А. Тимофеев. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 50 с.

29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

30. Блок релейной защиты Sepam 80. - Режим доступа: <http://www.rza.by/catalog/sepam/sepam-series-80.htm>

										Лист
										109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов КЗ в программе MatchCAD

Выбор базисных условий

$$S_6 := 100 \text{ МВ}\cdot\text{А} \quad U_{61} := 38.5 \text{ кВ} \quad U_{62} := 10.5 \quad U_{63} := 0.4 \quad S_K := 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

Расчет базисных токов

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = 1.5 \quad I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 5.499 \quad I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = 144.338$$

Определение параметров схемы замещения ЭС

Энергосистема;

$$x_{GS} := \frac{S_6}{S_K} = 0.1$$

Трансформаторы Т1, Т2, Т3:

Мощности трансформаторов, МВ*А:

$$S_{НОМ1} := 63 \quad u_{КВН_СН} := 11 \quad u_{КВН_НН} := 35 \quad u_{КСН_НН} := 22$$

$$S_{НОМ2} := 16 \quad u_{К2} := 8$$

$$S_{НОМ3} := 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad u_{К3} := 5.5 \quad \Delta p_{К3} := 12.2$$

$$x_B := \frac{1}{200} \cdot (u_{КВН_СН} + u_{КВН_НН} - u_{КСН_НН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ1}} = 0.19$$

$$x_H := \frac{1}{200} \cdot (u_{КВН_НН} + u_{КСН_НН} - u_{КВН_СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ1}} = 0.365$$

$$x_{T1} := x_B + x_H = 0.556$$

$$x_{T2} := \frac{u_{К2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ2}} = 0.5$$

$$r_{T3} := \frac{\Delta p_{К3} \cdot U_{63}^2 \cdot 10^6}{S_{НОМ3}^2} = 1.952 \quad x_{T3} := \sqrt{\left(\frac{u_{К3}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta p_{К3}}{S_{НОМ3}}\right)^2} \cdot \frac{U_{63}^2 \cdot 10^6}{S_{НОМ3}} = 8.581$$

Линии

Воздушная линия 35 кВ (W1):

$$r_{01} := 0.306 \text{ Ом/км} \quad x_{01} := 0.421 \quad l_1 := 8.2$$

Кабельные линии 10 кВ (W2 W3):

$$r_{02} := 0.443 \quad x_{02} := 0.086 \quad l_2 := 0.0959$$

$$r_{03} := 0.326 \quad x_{03} := 0.085 \quad l_3 := 0.046$$

$$x_{w1} := \frac{x_{01} \cdot S_6 \cdot l_1}{(U_{61})^2} = 0.233 \quad r_{w1} := \frac{r_{01} \cdot S_6 \cdot l_1}{(U_{61})^2} = 0.169$$

$$x_{w2} := \frac{x_{02} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{62})^2} = 7.481 \times 10^{-3} \quad r_{w2} := \frac{r_{02} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{62})^2} = 0.039$$

$$x_{w3} := \frac{x_{03} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{62})^2} = 3.546 \times 10^{-3} \quad r_{w3} := \frac{r_{03} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{62})^2} = 0.014$$

Синхронные двигатели

$$n_{дв} := 4 \quad x''_d := 0.2 \quad S_{номСД} := 3.528 \text{ МВ·А}$$

$$x_{дв} := x''_d \cdot \frac{S_6}{S_{номСД} \cdot n_{дв}} = 1.417$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 1} := x_{GS} + x_{T1} + x_{w1} = 0.523$$

$$r_{\Sigma 1} := r_{w1} = 0.169$$

$$Z_{\Sigma}(r, x) := \begin{cases} \sqrt{r^2 + x^2} & \text{if } r > \frac{x}{3} \\ x & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 1} := Z_{\Sigma}(r_{\Sigma 1}, x_{\Sigma 1}) = 0.523$$

Определяем ток КЗ в точке К1:

$$I_{\text{кзК1}} := \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma 1}} = 1.688 \quad \text{кА}$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К2 от системы и от СД:

$$x_{\text{GS}\Sigma 2} := x_{\text{GS}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{w1}} + x_{\text{T2}} = 1.388 \quad x_{\text{CD}\Sigma 2} := x_{\text{дв}} + x_{\text{w2}} = 1.425$$

$$r_{\text{GS}\Sigma 2} := r_{\text{w1}} = 0.169 \quad r_{\text{CD}\Sigma 2} := r_{\text{w2}} = 0.039$$

$$Z_{\Sigma}(r, x) := \begin{cases} \sqrt{r^2 + x^2} & \text{if } r > \frac{x}{3} \\ x & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\text{GS}\Sigma 2} := Z_{\Sigma}(r_{\text{GS}\Sigma 2}, x_{\text{GS}\Sigma 2}) = 1.388 \quad Z_{\text{CD}\Sigma 2} := Z_{\Sigma}(r_{\text{CD}\Sigma 2}, x_{\text{CD}\Sigma 2}) = 1.425$$

Определяем ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{кзGСК2}} := \frac{I_{62}}{Z_{\text{GS}\Sigma 2}} = 3.96 \quad \text{кА} \quad I_{\text{кзCДК2}} := \frac{I_{62}}{Z_{\text{CD}\Sigma 2}} = 3.859$$

Суммарный ток КЗ в точке К2

$$I_{\text{кзК2}} := I_{\text{кзGСК2}} + I_{\text{кзCДК2}} = 7.82$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны СД до точки К3:

$$x_{\text{GS}\Sigma 3} := x_{\text{GS}\Sigma 2} + x_{\text{w2}} = 1.396 \quad x_{\text{CD}\Sigma 3} := x_{\text{дв}} = 1.417$$

$$r_{\text{GS}\Sigma 3} := r_{\text{GS}\Sigma 2} + r_{\text{w2}} = 0.208 \quad r_{\text{CD}\Sigma 3} := 0$$

$$Z_{\Sigma}(r, x) := \begin{cases} \sqrt{r^2 + x^2} & \text{if } r > \frac{x}{3} \\ x & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\text{GS}\Sigma 3} := Z_{\Sigma}(r_{\text{GS}\Sigma 3}, x_{\text{GS}\Sigma 3}) = 1.396 \quad Z_{\text{CD}\Sigma 3} := Z_{\Sigma}(r_{\text{CD}\Sigma 3}, x_{\text{CD}\Sigma 3}) = 1.417$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Определяем ток КЗ в точке К3 от системы и СД:

$$I_{\text{кзGSK3}} := \frac{I_{62}}{Z_{\text{GS}\Sigma 3}} = 3.939 \text{ кА} \quad I_{\text{кзCДК3}} := \frac{I_{62}}{Z_{\text{CD}\Sigma 3}} = 3.88$$

Суммарный ток КЗ в точке К2

$$I_{\text{кзК3}} := I_{\text{кзGSK3}} + I_{\text{кзCДК3}} = 7.819$$

Определяем сопротивление до точки К4 от системы и СД:

$$x_{\text{ЭКВ2}} := \frac{x_{\text{GS}\Sigma 2} \cdot x_{\text{CD}\Sigma 2}}{x_{\text{GS}\Sigma 2} + x_{\text{CD}\Sigma 2}} = 0.703$$

$$K_{\text{p1}} := \frac{x_{\text{ЭКВ2}}}{x_{\text{GS}\Sigma 2}} = 0.506 \quad K_{\text{p2}} := \frac{x_{\text{ЭКВ2}}}{x_{\text{CD}\Sigma 2}} = 0.494$$

$$x_{\text{рез4}} := x_{\text{ЭКВ2}} + x_{\text{w2}} = 0.711$$

$$x_{4\Sigma 1} := \frac{x_{\text{рез4}}}{K_{\text{p1}}} = 1.403 \quad x_{4\Sigma 2} := \frac{x_{\text{рез4}}}{K_{\text{p2}}} = 1.44$$

Определяем ток К4 в точке К4 от системы:

$$I_{\text{кзGSK4}} := \frac{I_{62}}{x_{4\Sigma 1}} = 3.919 \quad I_{\text{кзCДК4}} := \frac{I_{62}}{x_{4\Sigma 2}} = 3.819$$

Суммарный ток КЗ в точке К4

$$I_{\text{кзК4}} := I_{\text{кзGSK4}} + I_{\text{кзCДК4}} = 7.737$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К5:

$$x_{\text{рез40}} := x_{\text{рез4}} \cdot \frac{U_{62}^2}{S_6} = 0.783 \text{ Ом} \quad \text{- перевод из о.е. в и.е.}$$

Сопротивление элементов схемы до цехового трансформатора, приведенное к базисному напряжению (0,4 кВ):

$$x_{\text{рез0.4}} := x_{\text{рез40}} \cdot \left(\frac{0.4}{U_{62}} \right)^2 \cdot 10^3 = 1.137 \text{ мОм}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Суммарное реактивное сопротивление до точки К5:

$$x_{\Sigma 5} := x_{\text{рез}0.4} + x_{T3} = 9.718 \quad \text{мОм}$$

Суммарное активное сопротивление до точки К5
(учитываем переходные сопротивления контактов)

$$r_{\text{конт}} := 15 \quad \text{мОм}$$

$$r_{\Sigma 5} := r_{T3} + r_{\text{конт}} = 16.952 \quad \text{мОм}$$

Определяем ток КЗ в точке К5:

$$I_{\text{кзК5}} := \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 5}^2 + r_{\Sigma 5}^2}} = 11.819 \quad \text{кА}$$

Значение $K_{уд}$ определяется по кривой $K_{уд}=f(x/r)$ А.А. Федоров стр.143:

$$T_{a5} := \frac{x_{\Sigma 5}}{r_{\Sigma 5}} = 0.573 \quad k_{уд5} := 1.6$$

Ударный ток в точке К5:

$$i_{уд5} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК5}} \cdot k_{уд5} = 26.743$$

Определяем ударные коэффициенты и токи:

Так как при расчете токов КЗ в точках К2, К3, К4 не учитывалось активное сопротивление, принимаем $K_{уд}=1,8$ [1; с.33; табл.3.3]

Точка К1:

$$T_{a1} := \frac{x_{\Sigma 1}}{r_{\Sigma 1}} = 5.248 \quad k_{уд1} := 1.8$$

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК1}} \cdot k_{уд1} = 4.297$$

Точка К2:

$$k_{уд2} := 1.8$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК2}} \cdot k_{уд2} = 19.906$$

Точка К3:

$$k_{уд3} := 1.8$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК3}} \cdot k_{уд3} = 19.903$$

Точка К4:

$$k_{уд4} := 1.8$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК4}} \cdot k_{уд4} = 19.696$$

Точка К5:

$$T_{a5} := \frac{x_{\Sigma 5}}{r_{\Sigma 5}} = 0.573 \quad k_{уд5} := 1.6$$

$$i_{уд5} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК5}} \cdot k_{уд5} = 26.743$$

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 » 06 2018 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

13.03.02.07 «Электроснабжение»

код и наименование специальности

Электроснабжение завода по ремонту маломерных судов

тема

Пояснительная записка

Руководитель


подпись, дата

к.т.н. доцент
должность, ученая степень

А.В. Суворин
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.И. Хомайко
инициалы, фамилия

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
«Политехнический институт»
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Папеев В.И. Папеев

подпись инициалы, фамилия

« 5 » 05 20 18 г.

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ
РАБОТУ в форме дипломного проекта**

Студенту Хомайко Александру Игоревичу
фамилия, имя, отчество
Группа ФЭ-14-05Б Направление (специальность): 13.03.02.07
номер код
«Электроснабжение»
наименование специальности

Тема дипломного проекта:

Электроснабжение завода по ремонту маломерных судов

Утверждена приказом по университету № 2538/с 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 трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 230/115/37 кВ. Трансформаторы работают отдельно;
4. Режим работы предприятия (завод работает в две смены);
5. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 8,2 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. Расчет молниезащиты и заземляющих устройств; 13. Расчет релейной защиты трансформатора ГПП; 14. Электробезопасность. 15. Самозапуск двигателей

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

А.В. Суворин
подпись

А.В. Суворин
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

А.И. Хомайко
подпись, инициалы, фамилия студента

А.И. Хомайко

«5» 05 2018 г.

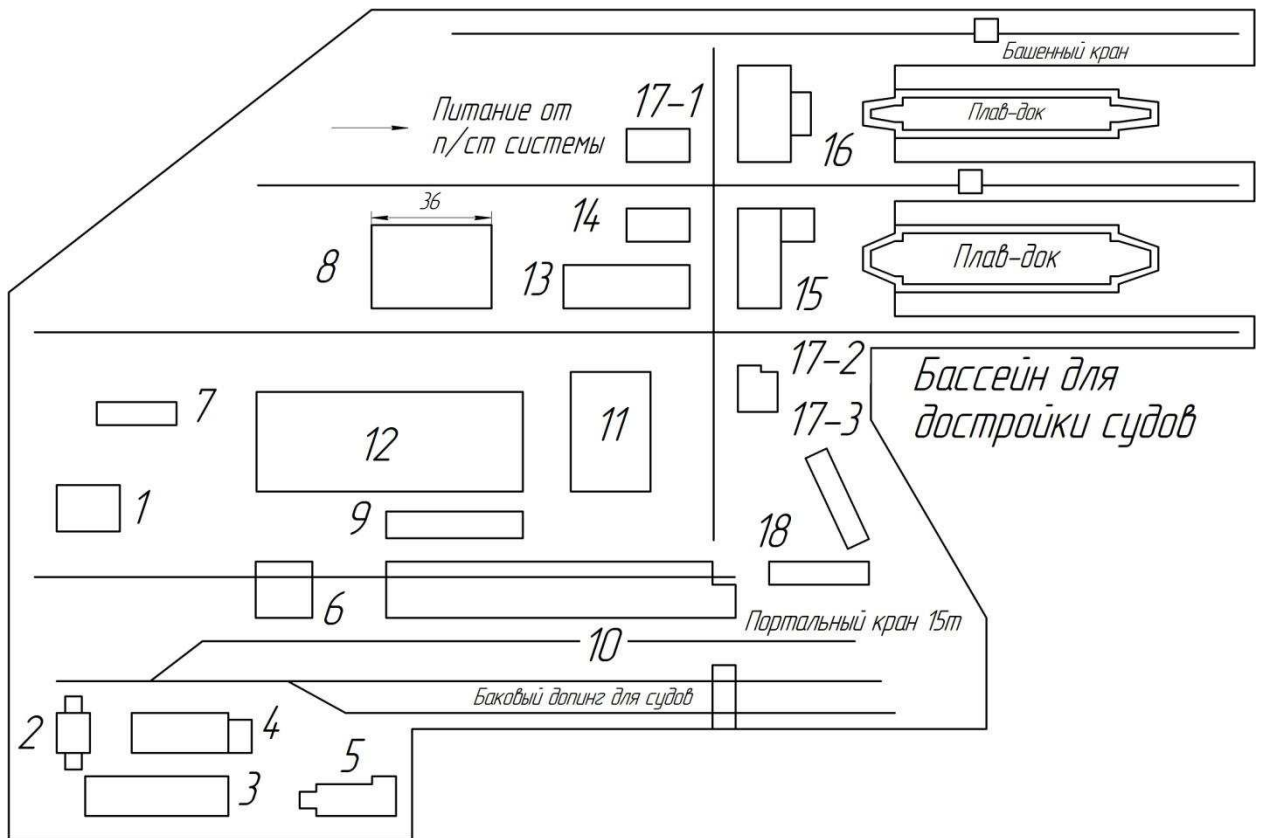


Рисунок 1 – Схема генерального плана завода

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Таблица 1 – Электрические нагрузки завода по ремонту маломерных судов

Наименование	Кол-во эл. приемников	Установленная мощность, кВт	
		Одного эл. приемника	Суммарная
1. Материальный склад	6	5	30
2. Склад сухого дерева	3	5-10	45
3. Лесосушилка	20	3-80	380
4. Деревообделочный цех	25	3-20	320
5. Столовая и магазин	23	1-30	290
6. Компрессорная			
а) синхронные двигатели (10 кВ),	4	630	2520
б) 0,4 кВ	8	1-28	280
7. Склад угля	5	5-20	75
8. Кузнечно-прессовой цех			604,8
9. Пожарное депо	10	3-15	110
10. Корпусно-механический цех	100	1-40	2350
11. Ремонтно-механический цех	40	1-22	480
12. Литейный цех:			
а) электродуговые печи ДПС-6	2	4500	9000
б) 0,4 кВ	80	1-80	2850
13. Модельный цех	25	5-10	350
14. Склад моделей	3	7	35
15. Гальванический цех	20	10-20	320
16. Сборочный, малярный цеха	50	1-10	490
17. Склад	5	3-5	25
18. Заводоуправление	10	1-10	110

Освещение цехов и территории завода определить по площади.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Электроснабжение завода по ремонту маломерных судов» содержит 113 страниц текстового документа, 9 иллюстрации, 26 таблиц, 194 формул, 1 приложение, 30 использованных источников, 6 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР,
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ
ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ,
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, КАБЕЛЬ, МОЩНОСТЬ,
ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, САМОЗАПУСК.

Объект электроснабжения: завод высоковольтной аппаратуры.

Цели проектирования:

- определение местоположения подстанции;
- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;
- организация электроснабжения предприятия с минимальными затратами;
- обеспечение надежности электроснабжения
- выбор надежного оборудования;

В результате было разработано электроснабжение предприятия, в соответствии со всеми требованиями нормативных документов.

ДП-13.03.02.07 ПЗ									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Электроснабжение завода по ремонту маломерных	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Хомайко А.И.		4.06.13					
Провер.		Суворин А.В.		6.07.13				5	113
Реценз.						Кафедра «ЭТКиС»			
Н. Контр.		Суворин А.В.		6.06.13					
Утверд.		Пантелеев В.И.		8.06.13					

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Краткая характеристика технологического процесса	11
2 Расчёт электрических нагрузок	12
2.1 Выбор печных трансформаторов	12
2.2 Определение расчетных нагрузок цехов по установленной мощности и коэффициенту спроса	12
2.3 Определение расчетной нагрузки завода в целом	16
3 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения ГПП. Построение картограммы нагрузок	20
4 Проектирование системы внешнего электроснабжения	23
4.1 Условия выбора схемы электроснабжения предприятия	23
4.2 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия	24
4.3 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции	24
4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения	26
4.5 Технико-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 35 кВ	27
4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ	27
4.5.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	29
4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	30
4.6 Технико-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ	33
4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ	33
4.6.2 Определение капитальных затрат на сооружение схемы электроснабжения	34
4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	35
5 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	38
6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ	42

7	Выбор кабельных линий	43
7.1	Выбор кабельных линий 10 кВ	43
7.2	Выбор кабельных линий 0,4 кВ	47
8	Расчет токов короткого замыкания	49
9	Выбор оборудования	51
9.1	Выбора выключателей и разъединителей	51
9.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН подстанции (35 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35	51
9.1.2	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35	52
9.1.3	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи кабельных линий	53
9.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	54
9.2.1	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН (35 кВ)	54
9.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне НН (10 кВ)	55
9.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	61
9.4	Выбор сборных шин и ошинок	63
9.4.1	Выбор сборных шин и ошинок на стороне ВН	63
9.4.2	Выбор жестких шин и ошинок на стороне НН	65
9.5	Выбор изоляторов	68
9.5.1	Выбор линейных изоляторов на стороне ВН	68
9.5.2	Выбор опорных изоляторов на стороне НН	68
9.5.3	Выбор проходных изоляторов	69
9.6	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)	70
9.6.1	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 35 кВ	70
9.6.2	Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ	72
9.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	73
9.8	Выбор аппаратуры защиты в установках ниже 1000 В	76
9.8.1	Выбор автоматических воздушных выключателей	76
9.9	Выбор предохранителей на стороне ВН (10 кВ) цехового трансформатора	77
10	Расчет молниезащиты	79
11	Расчёт защитного заземления	82

12 Релейная защита трансформатора ТДН-16000/35	86
12.1 Повреждения и ненормальные режимы работы	86
12.2 Выбор трансформаторов тока для подключения релейной защиты	87
12.3 Защита от многофазных коротких замыканий (однофазных коротких замыканий на стороне 35 кВ)	88
12.4 Защита от сверхтоков внешних КЗ	90
12.5 Защита от технологических перегрузок	91
12.6 Защита от понижения напряжения	91
12.7 Газовая защита на базе Seram 80	92
13 Расчет самозапуска электродвигателей.	93
14 Электробезопасность	95
14. 1 Меры электробезопасности	95
14. 1. 1 Защитные меры электробезопасности, применяемые в электроустановках	95
14. 1. 2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках	97
14. 1. 3 Лица, ответственные за безопасное ведение работ в электроустановках	98
14. 1. 4 Целевой инструктаж перед началом работ по наряду-допуску (распоряжению)	99
14. 1. 5 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения	100
14. 2 Электробезопасность на предприятиях	101
14. 2. 1 Основные нормативные акты, устанавливающие требования электробезопасности	101
14. 2. 2 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с использованием электрической энергии	102
14. 3 Меры безопасности при обслуживании электроустановок	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А	110

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

В настоящее время энергетика обеспечивает надежное электроснабжение народного хозяйства и жилищно-бытовых нужд различных потребителей электроэнергии.

Система электроснабжения предприятий, 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 в виде переменного тока при различных частотах и напряжениях, и постоянного тока.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой энергосистемы, обеспечивающей комплексное электроснабжение промышленных, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района, а так же является подсистемой технологической системы производства данного предприятия, которое предъявляет определенные требования к электроснабжению. Система электроснабжения промышленного предприятия должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности предприятий и изменение производственных условий.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются оптимизация параметров системы электроснабжения судоремонтного завода путем правильного определения электрических нагрузок и требований бесперебойности электроснабжения; выбора рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчет релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия.

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

1 Краткая характеристика технологического процесса

Основу деятельности каждого судоремонтного предприятия составляет производственный процесс — совокупность взаимно связанных процессов, включающая плановую разбивку и разметку, обработку листов и профилей, разборку сменяемых конструкций, сборку и сварку отремонтированных узлов, секций, конструкций, подъем судна для ремонта на судоподъемное сооружение, спуск его после ремонта, а также ремонт судовых систем, механизмов, трубопроводов и оборудования судна и др.

Производственный процесс состоит: из основных процессов, непосредственно связанных с изменением свойств материалов, формы изготавливаемых деталей со сборкой узлов, конструкций и установкой их на судне и др.

Из вспомогательных: выработка энергии всех видов, изготовление и ремонт технологической оснастки и инструмента, ремонт зданий и др.

Из обслуживающих: складские, транспортные и контрольные операции и др.

Общий технологический процесс ремонта судов, т. е. часть производственного процесса, непосредственно связанная с изменением свойств материалов, формы деталей, узлов со сборкой на месте, включает: разборку ремонтируемых частей судна и механизмов; заготовку, раскрой и резку материалов; обработку: механическую, ручную и термическую; сборку и сварку деталей, узлов и секций корпуса и общую его сборку и сварку; монтажно-достроечные работы; проверку и испытание в действии всех устройств, оборудования и механизмов судна и его ходовых качеств.

Перерыв в электроснабжении электроприемников 1-й категории может быть допущен лишь на время автоматического ввода резервного питания, 2-й категории на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом, и для электроприемников 3-категории на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более суток.

По обеспечению надежности электроснабжения согласно ПУЭ электроприемники делятся на три категории. Питание электроприемников 1-й и 2-й категорий осуществляется от двух независимых источников питания. Электроснабжение электроприемников 3- категории осуществляется от одного источника питания.

На заводе к потребителям 1-ой категории относятся: компрессорная станция, литейный цех, гальванический цех. К потребителям 2-ой категории относятся: лесосушилка, деревообделочный цех, кузнечно-прессовый цех, корпусно-механический цех, ремонтно-механический цех, модельный цех, сборочный, малярный цеха, заводоуправление, пожарное депо. К потребителям 3-й категории относятся: материальный склад, склад сухого дерева, склад угля, столовая и магазин, склад моделей, склад.

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

2 Расчёт электрических нагрузок

2.1 Выбор печных трансформаторов

Дуговые сталеплавильные 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. В заданной ДСП-6 установлены трансформаторы с номинальной мощностью $S_{\text{печ.тр1}}^{\text{ном}} = 5000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. Номинальная установленная активная мощность трансформатора, кВт,

$$P_{\text{печ.тр}}^{\text{ном}} = S_{\text{печ.тр1}}^{\text{ном}} \cdot \cos\varphi, \quad (1)$$

$$P_{\text{печ.тр}}^{\text{ном}} = 5000 \cdot 0,9 = 4500.$$

Полученные значения установленной активной мощности будем использовать для определения расчётных нагрузок литейных цехов.

2.2 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), 0.1

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (2)$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3)$$

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];

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

$\text{tg}\varphi$ – 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,

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co}, \quad (4)$$

где $P_{но}$ – 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,

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F \quad (5)$$

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,

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (6)$$

где $\text{tg}\varphi$ – 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,

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2}. \quad (7)$$

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

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (8)$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (9)$$

Полная мощность находится из следующего выражения, кВт · А,

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (10)$$

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 2.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Таблица 2 – Расчёт электрических нагрузок

№ цеха	Наименования цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка								Суммарная нагрузка		
		Pн, кВт	Kс	cosφ	tgφ	Pp, кВт	Qp, кВар	F, м2	Рудо, кВт/м2	Ppo, кВт	Kсо	cosφ	tgφ	Ppo, кВт	Qpo, кВар	Pp, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА
Потребители энергии 0,4 кВ																		
1	Материальный склад	30	0,5	0,7	1,02	15	15,303	266	0,011	2,926	0,85	0,9	0,484	2,4871	1,2046	17,4871	16,5076	24,048
2	Склад сухого дерева	45	0,5	0,7	1,02	22,5	22,955	120	0,011	1,32	0,6	0,9	0,484	0,792	0,3836	23,292	23,3382	32,973
3	Лесосушилка	380	0,7	0,8	0,75	266	199,5	516	0,015	7,74	0,95	0,9	0,484	7,353	3,5612	273,353	203,061	340,52
4	Деревообделочный цех	320	0,6	0,75	0,88	192	169,33	418	0,02	8,36	0,95	0,9	0,484	7,942	3,8465	199,942	173,175	264,51
5	Столовая и магазин	290	0,4	0,7	1,02	116	118,34	273	0,019	5,187	0,9	0,9	0,484	4,6683	2,261	120,668	120,605	170,61
6	Компрессорная	280	0,5	0,8	0,75	140	105	289	0,018	5,202	0,95	0,9	0,484	4,9419	2,3935	144,942	107,393	180,39
7	Склад угля	75	0,5	0,7	1,02	37,5	38,258	168	0,011	1,848	0,6	0,9	0,484	1,1088	0,537	38,6088	38,7947	54,733
8	Кузнечно-прессовой цех	604,8	0,6	0,7	1,02	362,88	370,21	900	0,015	13,5	0,85	0,9	0,484	11,475	5,5576	374,355	375,769	530,42
9	Пожарное депо	110	0,6	0,6	1,33	66	88	287	0,015	4,305	0,85	0,9	0,484	3,6593	1,7723	69,6593	89,7723	113,63
10	Корпусно-механический цех	2350	0,6	0,8	0,75	1410	1057,5	1736	0,017	29,512	0,95	0,9	0,484	28,036	13,579	1438,04	1071,08	1793,1
11	Ремонтно-механический цех	480	0,6	0,8	0,75	288	216	864	0,017	14,688	0,95	0,9	0,484	13,954	6,758	301,954	222,758	375,23
12	Литейный цех	2850	0,6	0,8	0,75	1710	1282,5	2400	0,015	36	0,95	0,9	0,484	34,2	16,564	1744,2	1299,06	2174,8
13	Модельный цех	350	0,8	0,8	0,75	280	210	494	0,017	8,398	0,95	0,9	0,484	7,9781	3,864	287,978	213,864	358,7
14	Склад моделей	35	0,4	0,7	1,02	14	14,283	190	0,011	2,09	0,6	0,9	0,484	1,254	0,6073	15,254	14,8902	21,317
15	Гальванический цех	320	0,7	0,8	0,75	224	168	490	0,018	8,82	0,95	0,9	0,484	8,379	4,0581	232,379	172,058	289,14
16	Сборочный малярный цех	490	0,5	0,75	0,88	245	216,07	629	0,019	11,951	0,95	0,9	0,484	11,353	5,4987	256,353	221,568	338,84
17	Склад-1	25	0,5	0,7	1,02	12,5	12,753	190	0,011	2,09	0,6	0,9	0,484	1,254	0,6073	13,754	13,3599	19,174
17	Склад-2	25	0,5	0,7	1,02	12,5	12,753	158	0,011	1,738	0,6	0,9	0,484	1,0428	0,5051	13,5428	13,2576	18,952
17	Склад-3	25	0,5	0,7	1,02	12,5	12,753	210	0,011	2,31	0,6	0,9	0,484	1,386	0,6713	13,886	13,4238	19,314
18	Заводоуправление	110	0,4	0,7	1,02	44	44,889	210	0,019	3,99	0,9	0,9	0,484	3,591	1,7392	47,591	46,6282	66,626
	Освещение территории							53064	2E-04	8,4902	1	0,57	1,441	8,4902	12,239	8,49024	12,2385	14,895
Итого по 0,4 кВ		9194,8				5470,4	4374,4							165,35	88,207	5635,73	4462,61	7201,9
Потребители энергии 10 кВ																		
6	Компрессорная	2520	0,56	0,91	0,46	1411,2	0	289								1411,2	0	1411,2
12	Литейный цех	9000	0,8	0,9	0,48	7200	3487,1	2400								7200	3487,12	8000
Итого по 10 кВ		11520				8611,2	3487,1							0	8611,2	3487,12	9411,2	
Всего		20714,8				14082	7861,5							165,35	88,207	14246,9	7949,72	16613

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

ЛП-13.03.02.07 ПЗ

2.3 Определение расчетной нагрузки завода в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность завода 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),

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot S_p, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot S_p, \quad (12)$$

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 $S_p = 7201,92$ кВ·А.

Потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт,

$$\Delta P_{\text{цт}} = 0,02 \cdot 7201,92 = 144,038.$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар,

$$\Delta Q_{\text{цт}} = 0,1 \cdot 7201,92 = 720,192.$$

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

$$Q_{\text{э}} = K_{\alpha} \cdot (\sum P_{\text{р.0,4}} + \sum P_{\text{р.10}}), \quad (13)$$

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

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

$$Q_{\text{э}} = 0,29 \cdot (5635,7 + 8611,2) = 4131,63.$$

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

$$Q_{\text{ку}\Sigma} = \sum Q_{\text{р.0,4}} + \sum Q_{\text{р.10}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{э}}, \quad (14)$$

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

$$Q_{ку\Sigma} = 4462,6 + 3487,1 + 720,192 - 4131,63 = 4538,56.$$

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

$$Q = Q_{p\Sigma} - Q_{ку\Sigma}, \quad (15)$$

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

$$Q_{p\Sigma} = (Q_{p\Sigma 0,4} + Q_{p\Sigma 10}) \cdot K_{рм} + \Delta Q_{цт}, \quad (16)$$

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

$$Q_{p\Sigma} = (4462,6 + 3487,1) \cdot 0,95 + 720,192 = 8272,7.$$

$$Q = 8272,7 - 4538,56 = 3734,13.$$

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

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q_{ку\Sigma}, \quad (17)$$

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

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot 4538,56 = 9,077.$$

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

$$P_{p\Sigma} = (P_{p\Sigma 0,4} + P_{p\Sigma 10}) \cdot K_{рм} + \sum P_{ро} + \Delta P_{цт}, \quad (18)$$

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

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

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

$$P_{p\Sigma} = (5635,7 + 8611,2) \cdot 0,95 + 165,3 + 144,038 = 13843,9.$$

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

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ky}, \quad (19)$$

$$P = 13843,9 + 9,077 = 13852,977.$$

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

$$S_{p10} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (20)$$

$$S_{p10} = \sqrt{8611,2^2 + 3487,1^2} = 9411,2.$$

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

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot S_{p10}. \quad (21)$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot S_{p10}. \quad (22)$$

$$\Delta P_{тГПП} = 0,02 \cdot 9411,2 = 188,224.$$

$$\Delta Q_{тГПП} = 0,1 \cdot 9411,2 = 941,12.$$

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

$$S_{pBH} = \sqrt{(P + \Delta P_{тГПП})^2 + (Q + \Delta Q_{тГПП})^2}, \quad (23)$$

$$S_{pBH} = \sqrt{(14247 + 188,224)^2 + (3734,13 + 941,12)^2} \\ = 15173,45 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

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

$$\cos \varphi = \frac{14247 + 188,224}{14465,87} = 0,95$$

Без учёта компенсации реактивной мощности

$$S_{pBH} = \sqrt{(14247 + 188,224)^2 + (8272,7 + 941,12)^2} = 17125,13,$$

$$\cos \varphi = \frac{14090,13 + 290,6}{17125,13} = 0,85$$

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

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]

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (24)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (25)$$

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,

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (26)$$

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

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,

$$\alpha = \frac{P_{po}}{P_p + P_{po}} \cdot 360, \quad (27)$$

где P_p , P_{po} – расчётная мощность силовой и осветительной нагрузки цеха соответственно, кВт.

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ Цеха	Наименование	Р _р +Р _{ро} , кВт	Р _{ро} , кВт	г, мм	α, град	х, м	у, м	(Р _р +Р _{ро})·х	(Р _р +Р _{ро})·у
Потребители электроэнергии 0,4 кВ									
1	Материальный склад	17,4871	2,4871	3,33741	51,201	23,9	90,8	417,9417	1587,829
2	Склад сухого дерева	23,292	0,792	3,85171	12,241	19,4	32,2	451,8648	750,0024
3	Лесосушилка	273,353	7,353	13,1951	9,6837	44,45	13,2	12150,54	3608,26
4	Деревообделочный цех	199,942	7,942	11,285	14,3	55,45	32,2	11086,78	6438,132
5	Столовая и магазин	120,6683	4,6683	8,76691	13,927	102	12,6	12308,17	1520,421
6	Компрессорная	144,9419	4,9419	9,60831	12,274	75,9	75,3	11001,09	10914,13
7	Склад угля	38,6088	1,1088	4,95899	10,339	38,4	137,3	1482,578	5300,988
8	Кузнечно-прессовой цех	374,355	11,475	15,4416	11,035	127	172,5	47543,09	64576,24
9	Пожарное депо	69,65925	3,65925	6,661	18,911	133,9	94,3	9327,374	6568,867
10	Корпусно-механический цех	1438,0364	28,0364	30,2646	7,0187	165,4	74,15	237851,2	106630,4
11	Ремонтно-механический цех	301,9536	13,9536	13,8682	16,636	180,8	122,8	54593,21	37079,9
12	Литейный цех	1744,2	34,2	33,331	7,0588	114,4	119,8	199536,5	208955,2
13	Модельный цех	287,9781	7,9781	13,5435	9,9734	185,6	166,5	53448,74	47948,35
14	Склад моделей	15,254	1,254	3,11704	29,595	195,1	185	2976,055	2821,99
15	Гальванический цех	232,379	8,379	12,166	12,981	231,1	175,3	53702,79	40736,04
16	Сборочный малярный цех	256,35345	11,35345	12,7782	15,944	229,5	218,9	58833,12	56115,77
17-1	Склад-1	13,754	1,254	2,95982	32,822	195,1	209	2683,405	2874,586
17-2	Склад-2	13,5428	1,0428	2,937	27,72	225	135,5	3047,13	1835,049
17-3	Склад-3	13,886	1,386	2,97398	35,933	248,63	103,35	3452,476	1435,118
18	Заводоуправление	47,591	3,591	5,5057	27,164	243,42	80,3	11584,6	3821,557
	Освещение завода	8,49024	8,49024	2,32547	360	187,1	125	1588,524	1061,28
Потребители электроэнергии 10 кВ									
6	Компрессорная	1411,2		29,9809		75,9	75,3	107110,1	106263,4
12	Литейный цех	7200		67,7199		114,4	119,8	823680	862560
	ИТОГО	14246,92594						1719857	1581403

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

$$x_0 = \frac{1719857}{14246,92} = 120,71,$$

$$y_0 = \frac{1581403}{14246,92} = 110,99.$$

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.

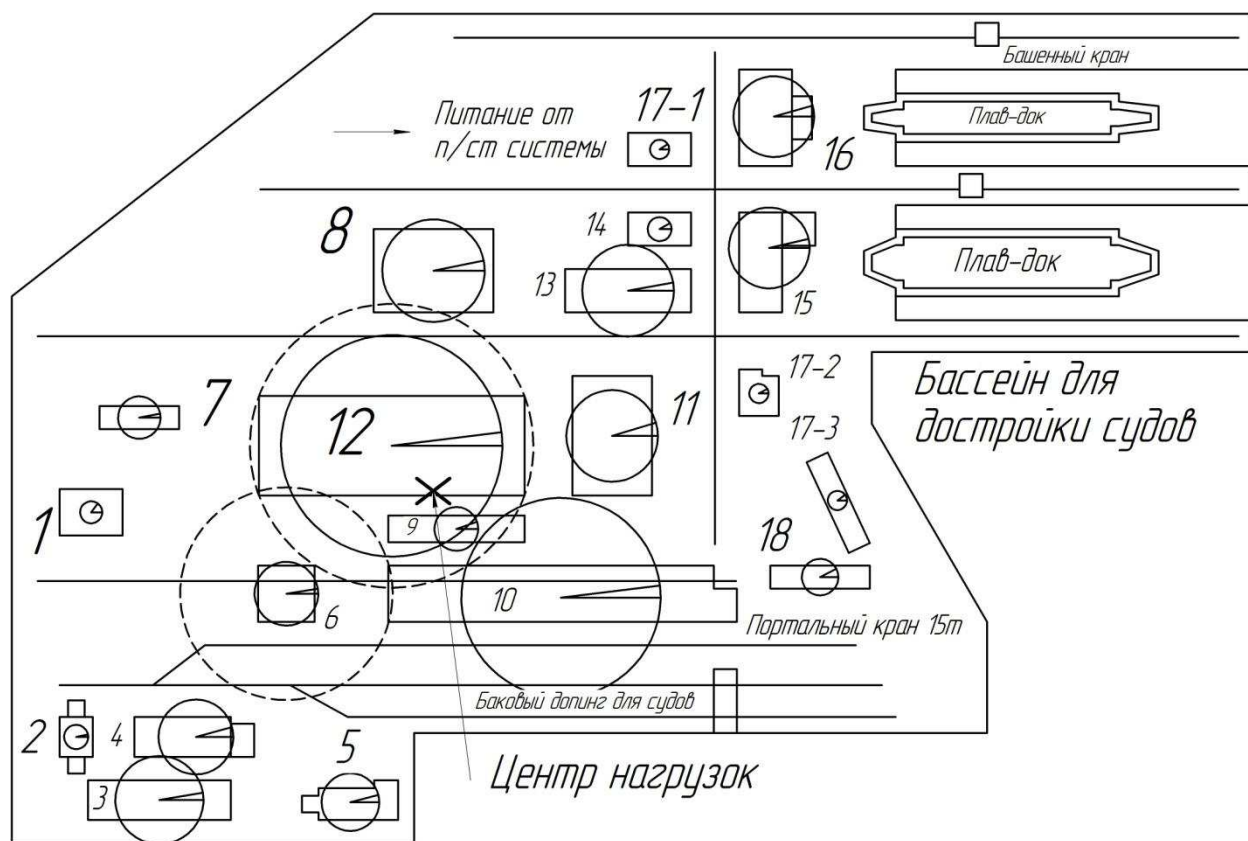


Рисунок 2 – Центр электрических нагрузок

Ввиду того, что на данном заводе очень сильно плотная застройка и центр электрических нагрузок совпал с цехом №12, нет возможности разместить ГПП близко к этому центру, поэтому устанавливаем ГПП там, где это возможно.

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.

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

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,

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P_{pBH}}, \quad (28)$$

где l – расстояние от подстанции энергосистемы до завода, равное 8,2 км;

P_{pBH} – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам высокого напряжения ГПП, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{8,2 + 16 \cdot 14,247} = 66,69 \text{ кВ.}$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ,

$$U'_{ст} \leq U \leq U''_{ст}, \quad (29)$$

где $U'_{ст}, U''_{ст}$ – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$35 \leq 66,69 \leq 110 .$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения с разными напряжениями питания 35 кВ и 110 кВ, так как на питающей подстанции есть 2 номинальных напряжения 35 кВ и 110 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 35 кВ.

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВ·А,

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{рВН}}}{K_3 \cdot n_{\text{т}}}, \quad (30)$$

где $S_{\text{рВН}}$ – полная расчетная мощность завода, кВ·А;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов.

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].

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{16613,1}{0,7 \cdot 2} = 11866,5.$$

Из ряда стандартных номинальных мощностей выбираем трансформатор $S_{\text{ном.т}} = 16000$ кВ·А. Произведём проверку данного трансформатора по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

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

$$K_3^{\text{норм.}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т}}}. \quad (31)$$

$$K_3^{\text{норм.}} = \frac{16613,1}{2 \cdot 16000} = 0,52.$$

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

$$K_3^{\text{п/ав.}} = \frac{S_{\text{рВН}}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{ном.т}}}. \quad (32)$$

$$K_3^{\text{п/ав.}} = \frac{16613,1}{(2 - 1) \cdot 16000} = 1,04.$$

Получилось, что трансформаторы недогружены, но установка менее мощных трансформаторов невозможна из-за их перегрузки на 20 % в нормальном режиме, что недопустимо. Мощность трансформаторов подобрана с учетом возможного введения новых мощностей в ближайшем будущем.

К сравнению возьмем два трансформатора: ТДН–16000/35 с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой [3, с.243] и ТДН–16000/110 с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием

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

ем напряжения под нагрузкой. Каталожные данные этого трансформатора представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Каталожные данные трансформатора

Тип трансформатора	Номинальная мощность $S_{\text{ном.т}}, \text{ МВА}$	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_{\text{кз}}, \%$	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$		
ТДН	16	38,5	10,5	21	90	8	0,6
ТДН	16	115	11	18	85	10,5	0,7

4.4 Выбор вариантов схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения

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

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (33)$$

где $p_n = 0,12$ – 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: 35 и 110 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 35 кВ (1-й вариант) и от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 110 кВ (2-ой вариант). Схемы электроснабжения согласно данным вариантам представлены на рисунке 3.

4.5 Технико-экономический расчет первого варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 35 кВ

4.5.1 Выбор сечения проводов ВЛ

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

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (34)$$

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

$$I_p = \frac{16613,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 137,02$$
$$I_{раб.макс} = \frac{S_{pBH}}{(n_{ц}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (35)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{16613,1}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 274,04$$

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (36)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, равная 1,3 А/мм² [1, с.71].

$$F_{расч} = \frac{137,02}{1,3} = 105,4$$

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

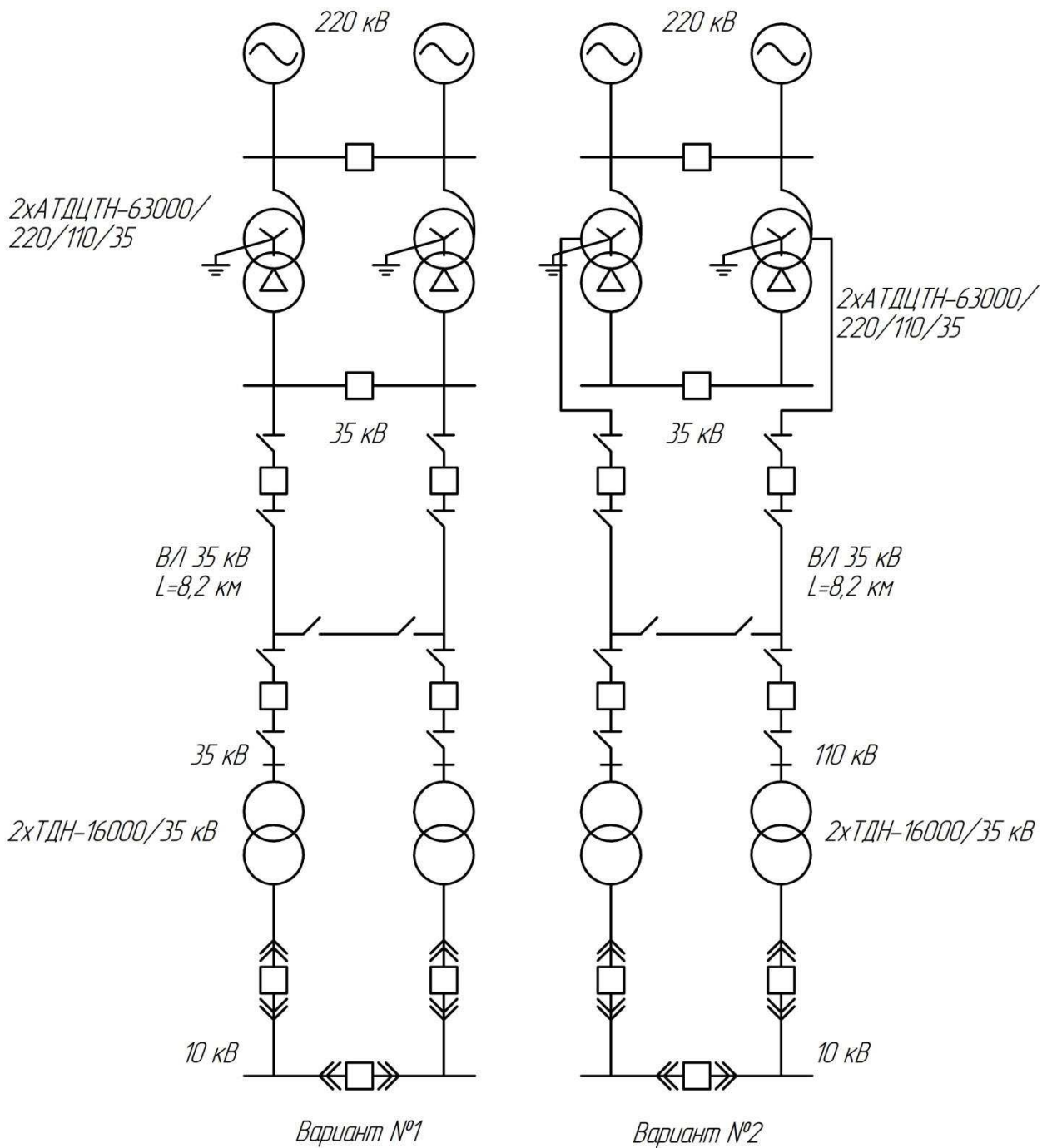


Рисунок 3 – Варианты схем внешнего электроснабжения

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

Выбираем ближайшее стандартное сечение [3, с.84] $F_{ст} = 95 \text{ мм}^2$, и соответственно сталеалюминиевый провод марки АС-95/16.

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

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс} , \quad (37)$$

$320 > 274,04$ – 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.,

$$K_{\text{сеть}} = K_{\text{В}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (38)$$

где $K_{\text{В}}$ – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб.;

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

$$K_{\text{В}} = K_{\text{В0}} \cdot n_{\text{В}}, \quad (39)$$

где $K_{\text{В0}}$ – стоимость ячейки одного комплекта вакуумного выключателя, тыс. руб.;

$n_{\text{В}}$ – количество выключателей в цепи линии;

$$K_{\text{В}} = 452 \cdot 2 = 904$$

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

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{уд}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot l, \quad (40)$$

где $K_{\text{уд}}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС95/19, тыс. руб./км;

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

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 811,6 \cdot 2 \cdot 8,2 = 6655,12$$

$$K_{\text{сеть}} = 904 + 6655,12 = 7559,12$$

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

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}}, \quad (41)$$

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.

$$K_{ТР} = K_{ТР0} \cdot n_{ТР}, \quad (42)$$

где $K_{ТР0}$ – стоимость одного трансформатора ТДН-16000/35, тыс. руб.;

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

$$K_{ТР} = 3270 \cdot 2 = 6540$$

$$K_{ГПП} = 6540 + 11900 = 18440$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\text{сеть}} + K_{ГПП}, \quad (43)$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma_1} = 7559,12 + 18440 = 25999,12$$

4.5.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

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

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{\text{пи}}} = \frac{K_{\text{ЛЭП}}}{T_{\text{пи}}^{\text{ЛЭП}}} + \frac{K_{\text{В}}}{T_{\text{пи}}^{\text{В}}} + \frac{K_{\text{ОРУ}}}{T_{\text{пи}}^{\text{ОРУ}}} + \frac{K_{\text{ТР}}}{T_{\text{пи}}^{\text{ТР}}}, \quad (44)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{6540}{17} + \frac{904}{17} + \frac{11900}{17} + \frac{6540}{17} = 1529,36$$

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

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot p_{\text{э.р.}i}}{100} = \frac{K_{\text{ЛЭП}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ЛЭП}}}{100} + \frac{K_{\text{В}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{В}}}{100} + \frac{K_{\text{ОРУ}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ОРУ}}}{100} + \frac{K_{\text{ТР}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ТР}}}{100} \quad (45)$$

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

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

$$I_0 = \frac{6655,12 \cdot 0,8}{100} + \frac{904 \cdot 5,9}{100} + \frac{11900 \cdot 5,9}{100} + \frac{6540 \cdot 5,9}{100} = 1194,53$$

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

$$I_{пэ} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (46)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,0028$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч.

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

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot \tau, \quad (47)$$

где $P_{ЛЭП}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;

τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{\text{год}}, \quad (48)$$

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

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1429,8$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{ЛЭП} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{рвн}}^2}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (49)$$

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

l – длина воздушной линии, км;

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

$$\Delta P_{ЛЭП} = \frac{0,306 \cdot 8,2}{2} \cdot \frac{16613,1^2}{35^2 \cdot 1000} = 282,66$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 282,66 \cdot 1429,8 = 404153,03$$

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{ТР}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ГОД}} + \frac{1}{n_{\text{ТР}}} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{РВН}}}{S_{\text{НОМ.ТР}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (50)$$

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 90 \cdot \left(\frac{16613,1}{16000} \right)^2 \cdot 1429,8 = 437286,4$$

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

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (51)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 404153,03 + 437286,4 = 841439,43$$

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

$$И_{\text{ПЭ}} = 0,0028 \cdot 841439,43 = 2356,03$$

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

$$И_{\Sigma} = И_{\text{а}} + И_{\text{о}} + И_{\text{ПЭ}}, \quad (52)$$

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

$$И_{\Sigma_1} = 1529,36 + 1194,53 + 2356,03 = 5079,92$$

Приведенные затраты для первого варианта внешнего электроснабжения (по ВЛ 35 кВ), тыс.руб./год

$$З_1 = 0,12 \cdot 25999,12 + 5079,92 = 8199,82$$

4.6 Технико-экономический расчет второго варианта схемы внешнего электроснабжения. Питание воздушной линией 110 кВ

4.6.1 Выбор сечения проводов ВЛ

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

$$I_p = \frac{S_{pBH}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (53)$$

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

$$I_p = \frac{16613,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 43,59$$

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{pBH}}{(n_{ц}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (54)$$

$$I_{раб.макс} = \frac{16613,1}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 87,19$$

Соответствующее этим токам расчетное сечение проводов ВЛ, мм²,

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_{ЭК}}, \quad (55)$$

где $j_{ЭК}$ – экономическая плотность тока, равная 1,3 А/мм² [1; с.71].

$$F_{расч} = \frac{43,59}{1,3} = 33,53$$

Выбираем минимальное стандартное сечение для 110 кВ $F_{ст} = 70$ мм², и соответственно сталеалюминевый провод марки АС-70/11 [1; с.75].

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

$$I_{доп} \geq I_{раб.макс}, \quad (56)$$

265 ≥ 87,19 – условие выполняется.

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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.,

$$K_{\text{сеть}} = K_{\text{В}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (57)$$

где $K_{\text{В}}$ – стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб.;

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

$$K_{\text{В}} = K_{\text{В0}} \cdot n_{\text{В}}, \quad (58)$$

где $K_{\text{В0}}$ – стоимость ячейки одного комплекта элегазового выключателя, тыс. руб.;

$n_{\text{В}}$ – количество выключателей в цепи линии;

$$K_{\text{В}} = 6790 \cdot 2 = 13580$$

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

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{уд}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot l, \quad (59)$$

где $K_{\text{уд}}$ – стоимость сооружения 1 км ВЛ на железобетонных опорах с подвеской одной цепи для АС70/11, тыс. руб./км;

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

l – протяжённость ЛЭП, км.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 662,3 \cdot 2 \cdot 8,2 = 10861,72$$

$$K_{\text{сеть}} = 13580 + 10861,72 = 24441,72$$

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

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}}, \quad (60)$$

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

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

$$K_{\text{ТР}} = K_{\text{ТР0}} \cdot n_{\text{ТР}}, \quad (61)$$

где $K_{\text{ТРО}}$ – стоимость одного трансформатора ТДН-16000/110, тыс. руб.;
 $n_{\text{ТР}}$ – количество трансформаторов на ГПП, шт;

$$K_{\text{ТР}} = 6000 \cdot 2 = 12000$$

$$K_{\text{ГПП}} = 12000 + 11900 = 23900$$

Суммарные капиталовложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_{\text{сеть}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (62)$$

Суммарные капиталовложения по второму варианту, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma_2} = 24441,72 + 23900 = 48341,72$$

4.6.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

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

$$I_a = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{T_{\text{пи}}} = \frac{K_{\text{ЛЭП}}}{T_{\text{ЛЭП}}} + \frac{K_{\text{В}}}{T_{\text{В}}} + \frac{K_{\text{ОРУ}}}{T_{\text{ОРУ}}} + \frac{K_{\text{ТР}}}{T_{\text{ТР}}}, \quad (63)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования основных средств, год.

$$I_a = \frac{10861,72}{17} + \frac{13580}{17} + \frac{11900}{17} + \frac{12000}{17} = 2843,63$$

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

$$I_o = \sum_{i=1}^n \frac{K_i \cdot p_{\text{э.р.}i}}{100} = \frac{K_{\text{ЛЭП}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ЛЭП}}}{100} + \frac{K_{\text{В}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{В}}}{100} + \frac{K_{\text{ОРУ}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ОРУ}}}{100} + \frac{K_{\text{ТР}} \cdot p_{\text{э.р.}}^{\text{ТР}}}{100}, \quad (64)$$

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

$$I_o = \frac{10861,72 \cdot 0,8}{100} + \frac{13580 \cdot 5,9}{100} + \frac{11900 \cdot 5,9}{100} + \frac{12000 \cdot 5,9}{100} = 2298,21$$

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

$$I_{\text{пэ}} = \beta \cdot \Delta W_{\Sigma}, \quad (65)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч/год;
 $\beta = 0,0028$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч.

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

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = \Delta P_{\text{ЛЭП}} \cdot \tau, \quad (66)$$

где $P_{\text{ЛЭП}}$ – потери активной мощности в ЛЭП, кВт;

τ – время использования максимума потерь, ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{\text{год}}, \quad (67)$$

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

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1429,8$$

Потери активной мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} \cdot \frac{S_{\text{рВН}}^2}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (68)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ [3, с.84], Ом/км;

l – длина воздушной линии, км;

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

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,428 \cdot 8,2}{2} \cdot \frac{16613,1^2}{110^2 \cdot 1000} = 40,02$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 40,02 \cdot 1429,8 = 57229,36$$

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_{\text{тр}}} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{рВН}}}{S_{\text{ном.тр}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (69)$$

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

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{16613,1}{16000}\right)^2 \cdot 1429,8 = 380872,71$$

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

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}} + \Delta W_{\text{ТР}}, \quad (70)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 57229,36 + 380872,71 = 438102,08$$

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

$$I_{\text{пэ}} = 0,0028 \cdot 438102,08 = 1226,68$$

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

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}} + I_{\text{о}} + I_{\text{пэ}}, \quad (71)$$

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

$$I_{\Sigma_2} = 2843,63 + 2298,21 + 1226,68 = 6368,53$$

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

$$З_2 = 0,12 \cdot 48341,72 + 6368,53 = 12169,53$$

Таблица 5 – Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K _Σ , тыс. руб.	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				З, тыс. руб./год
		I _а , тыс. руб./год	I _о , тыс. руб./год	I _{пэ} , тыс. руб./год	I _Σ , тыс. руб./год	
1 (35 кВ)	25999,12	1529,36	1194,53	2356,03	5079,92	8199,82
2 (110 кВ)	48341,72	2843,63	2298,21	1226,68	6368,53	12169,53

Вывод: так как разница по приведённым затратам между сравниваемыми вариантами практически 33%, то предпочтение отдаём первому варианту с наименьшими приведенными затратами напряжением питания (35 кВ).

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,

$$\sigma_{\text{Н}} = \frac{S_p}{F}, \quad (72)$$

где S_p – расчётная нагрузка цеха, кВ·А;

F – площадь цеха, м².

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

$$N_{\text{min}} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (73)$$

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,

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m, \quad (74)$$

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

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}, \quad (75)$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар,

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{макс.т}}, \quad (76)$$

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 6,10 кВ предприятия, квар,

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (77)$$

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,

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}, \quad (78)$$

Рассчитаем число и мощность цеховых трансформаторов для цехов №8 и №12, 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,

$$\sigma_n = \frac{2705,23}{2689} = 0,75$$

Так как цех №12 является потребителями I-ой категории, то к установке принимаем трансформаторы с коэффициентом загрузки 0,8 и номинальной мощностью 1000 кВ·А, [7, с.5] (для установки трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А необходимо технико-экономическое обоснование).

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов,

$$N_{\text{min}} = \frac{2118,55}{0,8 \cdot 1000} + 0,35 = 3$$

Оптимальное число трансформаторов,

$$N_{\text{опт}} = 3 + 0 = 3$$

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы, квар

$$Q_{\text{макс.т}} = \sqrt{(3 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 2118,55^2} = 1127,71$$

Мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар

$$Q_{\text{нк1}} = 1674,83 - 1127,71 = 547,12$$

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

Дополнительная мощность НБК, квар

$$Q_{\text{нк2}} = 1674,83 - 547,12 - 0,5 \cdot 3 \cdot 1000 = -372,3$$

Так как дополнительная мощность НБК получилась отрицательной, то принимаем $Q_{\text{нк2}} = 0$.

Суммарная расчётная мощность НБК, квар

$$Q_{\text{нк}} = 547,12 + 0 = 547,12$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем четыре низковольтных конденсаторных установок с номинальной мощностью 150 квар типа КРМ-0,4-150-15 [6].

Результаты выбора числа и мощности цеховых трансформаторов для остальных цехов представлены в таблице 6, а результаты выбора НБК в таблице 8.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Таблица 6 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Потребители	Наименование пункта питания	Место расположения пункта питания	$\sigma_{н}$, кВА/м ²	P_p , кВт	Q_p , квар	$S_{ном.т}$, кВА	K_3	N_{min}	$N_{пт}$
Цех №8,12	ТП-1, ТП-2	Цех №12	0,75	2118,56	1674,83	1000	0,8	3	3
Цех №10,11	ТП-3	Цех №10	0,73	1739,99	1293,83	1000	0,9	2	2
Цех №1,2,3,4,5,6,7,9	ТП-4	Цех №6	0,45	887,952	1181,41	630	0,8	2	2
Цех №13,14,15,16,17,18	ТП-5	Цех №15	0,32	880,738	709,05	630	0,8	2	2

Таблица 7 – 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	1000	10	0,4	2,45	12,2	5,5	1,4
ТМ	630	10	0,4	1,56	8,5	5,5	2,0

Таблица 8 – Выбор низковольтных конденсаторных установок

Потребители	Q_p , квар	$Q_{нк.расч}$, квар	$Q_{нк.факт}$, квар	Кол-во НБК, шт.	Номинальная мощность НБК, квар	Тип НБК
Цех №8,12	1674,83	547,13	600	4	150	КРМ-0,4-150-15
Цех №10,11	1293,83	832,93	900	4	225	КРМ-0,4-225-15
Цех №1,2,3,4,5,6,7,9	1181,41	704,33	720	4	180	КРМ-0,4-180-15
Цех №13,14,15,16,17,18	709,05	218,78	259,2	4	64,8	КРМ-0,4-64,8-7.2

6 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ

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

$$Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{TГПП} - Q_{вк} - Q_{нк.факт} - Q_{сд\Sigma} - Q_{\varepsilon} = 0, \quad (79)$$

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

$\Delta Q_{TГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП (см. п.п 2.2), квар;

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

$Q_{нк.факт}$ – реактивная мощность выдаваемая фактически установленными НБК (см. табл.7), квар;

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

Q_{ε} – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой (см. п.п 2.3), квар.

Реактивная мощность СД, которую экономически целесообразно использовать, квар,

$$Q_{сд\varepsilon} = \alpha_m \cdot \sqrt{P_{номсд}^2 + Q_{номсд}^2}, \quad (80)$$

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.

$$Q_{номсд} = P_{номсд} \cdot tg\varphi_{номсд};$$

$$Q_{номсд} = 630 \cdot 0,46 = 289,8$$

$$Q_{сд\varepsilon} = 0,6 \cdot \sqrt{630^2 + 289,8^2} = 416,07$$

Суммарная реактивная мощность вырабатываемая всеми СД, квар,

$$Q_{сд\Sigma} = n_d \cdot Q_{сд\varepsilon}, \quad (81)$$

где n_d – количество установленных СД, шт.

$$Q_{сд\Sigma} = 4 \cdot 416,07 = 1664,3$$

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

$$Q_{вк} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{тгпп} - Q_{нк.факт} - Q_{сд\Sigma} - Q_{\varepsilon}, \quad (82)$$

$$Q_{вк} = 7949,7 + 941,12 - 2479,2 - 1664,3 - 4131,63 = 615,69$$

Принимаем к установке две высоковольтные батареи конденсаторов типа УКРМ-10,5-450 [6], номинальной мощностью по 450 квар каждая.

Мощность фактически установленных ВБК, квар,

$$Q_{вк.факт} = 2 \cdot 450 = 900$$

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 – ТП5. Для бесперебойного питания используем две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

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

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}}, \quad (83)$$

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

n_k – количество кабелей в траншее, шт.

$$S_p = \sqrt{(P_{рнн} + \Delta P_{\text{ум}})^2 + (Q_{рнн} + \Delta Q_{\text{ум}})^2}, \quad (84)$$

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

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

$$\Delta P_{цт} = \Delta P_{xx} \cdot n_{цт} + \Delta P_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}, \quad (85)$$

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

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

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

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

$$\beta_{цт} = \sqrt{P_{p0,4}^2 + Q_{p0,4}^2} / 4 \cdot S_{ном.цт}, \quad (86)$$

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 кВ

$$\beta_{цт} = \frac{\sqrt{880,73^2 + 709,05^2}}{4} \cdot 630 = 0,448$$

$$\Delta P_{цт} = 1,56 \cdot 2 + 8,5 \cdot 0,448^2 \cdot 2 = 9,81$$

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

$$\Delta Q_{цт} = (I_{xx} \cdot n_{цт} + u_{кз} \cdot \beta_{цт}^2 \cdot n_{цт}) \frac{S_{ном.цт}}{100}, \quad (87)$$

где I_{xx} - ток холостого хода, %;

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

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

$$\Delta Q_{цт} = (2 \cdot 2 + 5,5 \cdot 0,448^2 \cdot 2) \frac{630}{100} = 39,15$$

$$S_p = \sqrt{(880,73 + 9,81)^2 + (709,05 + 39,15)^2} = 1515,17$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}}, \quad (88)$$

$$I_p = \frac{1515,17}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 43,74$$

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

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n_k - 1) \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (89)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1515,17}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 10} = 87,48$$

Расчетное сечение жилы кабеля, мм²,

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (90)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, равная 1,9 А/мм² [1, с.71].

$$F_{\text{расч}} = \frac{43,74}{1,9} = 22,99 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение $F_{\text{ст}} = 35 \text{ мм}^2$, и соответственно кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из сшитого полиэтилена в полиэтиленовой оболочке соответственно марки АПвП-(3×35)/16 прокладываемого в земле с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=115 \text{ А}$. [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,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (91)$$

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

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,05 \cdot 115 = 108,68 > 87,48$$

Проверим кабель на потерю напряжения, %:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (92)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{y0} \cdot \cos \varphi + x_{y0} \cdot \sin \varphi), \quad (93)$$

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_{y0} – удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

x_{y0} – удельное реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\cos \varphi = \frac{P_{p0,4} + \Delta P_{um}}{S_p}, \quad (94)$$

$$\cos \varphi = \frac{880,74 + 9,81}{1515,17} = 0,59$$

$$\sin(\arccos \varphi) = 0,8$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 64,24 \cdot 0,128 \cdot (0,89 \cdot 0,59 + 0,095 \cdot 0,8) = 11,74$$

$$\Delta U\% = \frac{11,74}{10} \cdot 100\% = 0,11 \%$$

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 10 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – 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	$n_{\text{л}}$, шт	Марка кабеля
ГПП-ТП1	2793,2	80,634	161,27	95	205	193,73	2	ААБл
ГПП-ТП3	2214,4	63,924	127,85	70	165	155,93	2	ААБл
ГПП-ТП5	1515,2	43,739	87,479	35	115	108,68	2	ААБл
РУ2-ТП4	1172,2	33,838	67,675	16	75	70,875	2	ААБл
ГПП-РУ1	8000	115,47	153,96	70	165	155,93	4	ААБл
ГПП-РУ2	2583,4	74,576	149,15	70	165	155,93	2	ААБл

7.2 Выбор кабельных линий 0,4 кВ

Произведём выбор кабеля (0,4 кВ) на участке: РП1–РП2.

$$I_p = \frac{530,42}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,4} = 127,6$$

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

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{530,42}{\sqrt{3} \cdot (6 - 1) \cdot 0,4} = 153,12$$

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-4×50 прокладываемого в земле с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=165$ 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,

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (95)$$

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

$$I'_{\text{доп}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,05 \cdot 165 = 155,93 > 153,12$$

Проверим кабель на потерю напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot n_k \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi), \quad (96)$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{0,4}}{S_p} = \frac{374,4}{530,24} = 0,7$$

$$\sin(\arccos \varphi) = 0,7$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 127,6 \cdot 0,025 \cdot (0,62 \cdot 0,7 + 0,0625 \cdot 0,7) = 5,32$$

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

$$\Delta U\% = \frac{5,32}{0,4} \cdot 100\% = 1,33\%$$

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

Так как условие проверки выполнилось, принимаем данный кабель к установке. Результаты выбора других кабелей на 0,4 кВ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор кабелей на 0,4 кВ

Участок	S _p , кВ·А	I _p , А	I _{раб.макс} , А	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А	I' _{доп} , А	n _л , шт	Марка кабеля
РП1-РП2	530,42	127,6	153,12	50	165	155,93	6	АВБбШв
РП3-РП4	113,63	82,004	164,01	70	200	189	2	АВБбШв
РП3-РП5	78,781	56,855	113,71	35	135	127,58	2	АВБбШв
РП5-РП6	54,733	39,5	79	16	90	85,05	2	АВБбШв
РП3-РП7	808,61	194,52	233,43	150	305	288,23	6	АВБбШв
РП7-РП8	32,973	23,796	47,592	10	65	61,425	2	АВБбШв
РП7-РП9	511,13	147,55	184,44	70	200	189	5	АВБбШв
РП9-РП10	170,61	82,083	123,12	50	165	155,93	3	АВБбШв
РП11-РП12	375,23	135,4	180,53	70	200	189	4	АВБбШв
РП13-РП14	738,03	177,54	213,05	95	240	226,8	6	АВБбШв
РП14-РП15	379,33	136,88	182,5	70	200	189	4	АВБбШв
РП15-РП16	358,01	129,19	172,25	70	200	189	4	АВБбШв
РП16-РП17	338,84	122,27	163,02	70	200	189	4	АВБбШв
РП13-РП18	104,89	75,699	151,4	50	165	155,93	2	АВБбШв
РП18-РП19	85,94	62,022	124,04	35	135	127,58	2	АВБбШв
РП19-РП20	66,626	48,084	96,167	25	115	108,68	2	АВБбШв

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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–РУ2 и ГПП – ТП1) которые подходят к шинам 10 кВ. К ним подключены 4 синхронных двигателя и нагрузка цехов №12 и 8. Расчет будем производить в относительных единицах с помощью программы MathCAD2000 Professional. Расчёт представлен в приложении А. Результаты расчёта приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_6 , кВ	I_6 , кА	$I_{по}$, кА	i_y , кА
К1	38,5	1,56	1,688	4,297
К2	10,5	5,49	7,82	19,906
К3	10,5	5,49	7,819	19,903
К4	10,5	5,49	7,737	19,696
К5	0,4	144,34	11,819	26,743

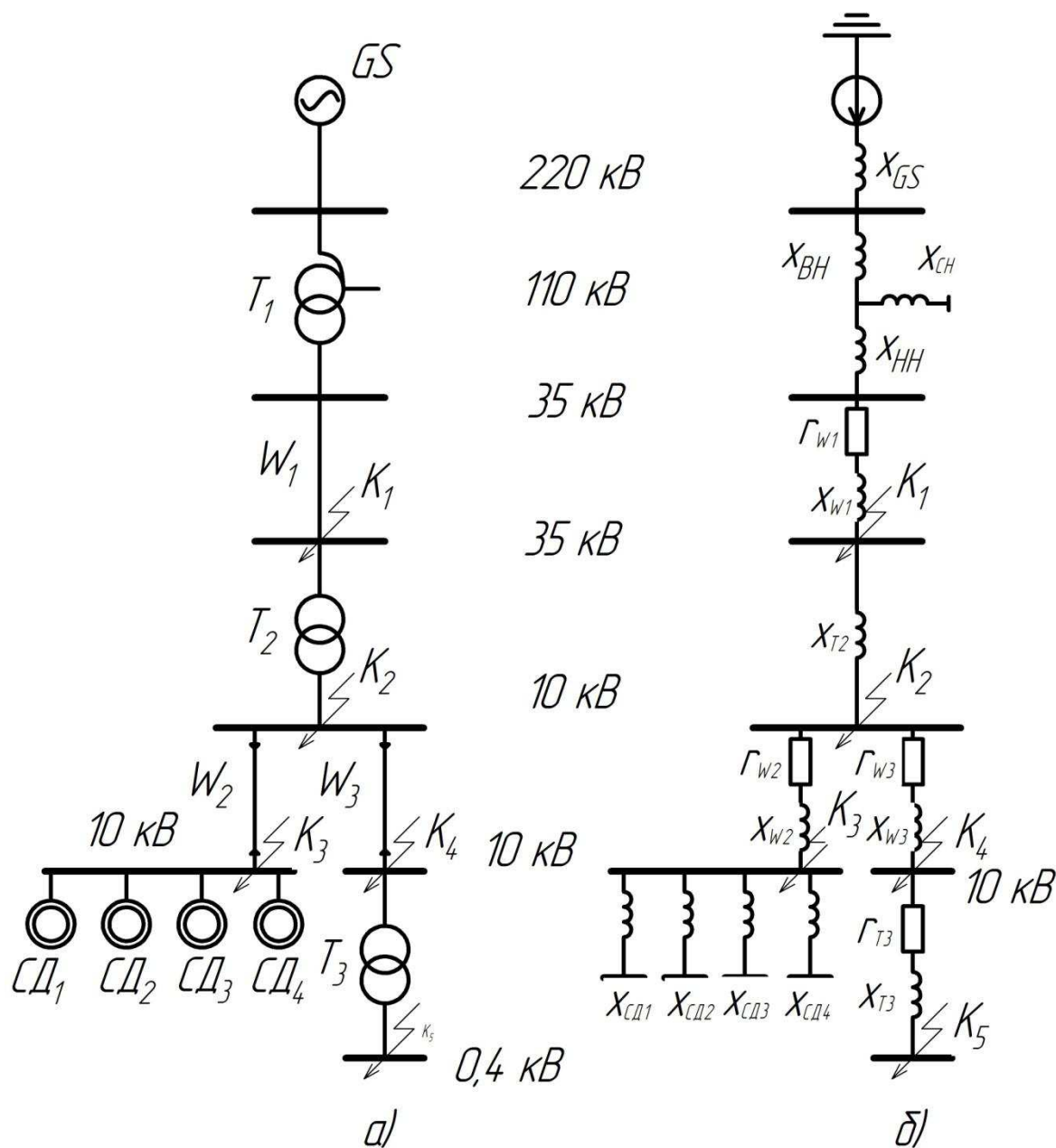


Рисунок 4 – Схемы для расчёта токов КЗ:
 а) – расчётная схема, б) – схема замещения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

9 Выбор оборудования

9.1 Выбор 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 $I_{от} \leq I_{откл.ном}$;
- 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 (35 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35

Ток нормального и послеаварийного режимов работы трансформатора на стороне ВН подстанции (35 кВ), А,

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

$$I_{номВН} = 0,7 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 184,75$$

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

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5$$

Выбираем к установке вакуумный выключатель ВВН–СЭЩ–35–25/1000 УХЛ1 [10] и разъединитель высоковольтный типа РГПЗ–35/1000–УХЛ1 [20] данные и проверка которых представлены в таблице 12.

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 12 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя на ВН

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВН-СЭЩ-35-25/1000 УХЛ1	Разъединитель РГПЗ- СЭЩ – 35/1000 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 369,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,688 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 4,297 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 63 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 63 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 1,688^2 \cdot (0,07 + 0,009) = 0,225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 0,07 = 43,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,07 = 28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

9.1.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН подстанции (10 кВ) в цепи трансформатора ТДН-16000/35

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

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

$$I_{номНН} = 0,7 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 646,63$$

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

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1293,26$$

В цепи НН трансформатора и в секционной перемычке принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ-СЭЩ-63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10-20/1600 [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 13.

Таблица 13 – Проверка условий выбора выключателя и шкафа КРУ на стороне НН в цепи трансформатора

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ–СЭЦ–10–20/1600	Ячейка КРУ–СЭЦ–63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1293,26 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 7,82 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 19,903 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 7,82^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 4,892 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель встроенные в шкаф КРУ–СЭЦ–63 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), так как ток КЗ в точке К3 больше чем ток в точке К4. Токи нормального и послеаварийного режимов работы этой кабельной линии см. п. 7.

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии СЭЦ–63 [12]. В данные КРУ встроены высоковольтные вакуумные выключатели типа ВВУ–СЭЦ–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 14.

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

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВУ–СЭЦ–10–20/630	Ячейка КРУ–СЭЦ–63
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 115,47 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 7,819 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 19,903 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 7,819^2 \cdot (0,06 + 0,01) = 4,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 0,06 = 24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выключатель и разъединитель встроенные в шкаф КРУ–СЭЦ–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 $I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$;
- 3) Динамическое действие тока КЗ $I_{но} \leq I_{пр.скв}$;
- 4) Тепловой импульс тока КЗ $В_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.
- 5) Вторичная нагрузка $z_2 \leq z_{2ном}$

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 (35 кВ)

В высоковольтные вводы выключателей и силовых трансформаторов на стороне ВН (35 кВ) устанавливаем встраиваемые трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–35. [15]. Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне ВН подстанции во вводах выключателей и силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВЛ–СЭЦ–35
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб.макс} = 369,5 \text{ А}$	$I_{1ном} = 400 \text{ А}$

На электродинамическую и термическую стойкость встроенные ТТ не проверяются.

Таким образом, трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–35 удовлетворяют всем требованиям и принимаются к установке.

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 ТВЛ–СЭЦ–10. [16]

Условия выбора и проверки данных трансформаторов тока представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Проверка условий выбора трансформаторов тока на стороне НН подстанции во вводах силовых трансформаторов

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТВЛ–СЭЦ–10
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{1ном}$	$I_{раб.макс} = 1293,26 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1500 \text{ А}$

Таким образом, трансформатор тока ТВЛ–СЭЦ–10 удовлетворяют всем требованиям и принимается к установке.

В выбранные ячейки КРУ СЭЦ–63 в цепи трансформатора и на отходящей кабельной линии устанавливаем опорные трансформаторы тока ТОЛ–СЭЦ–10 [17]. Паспортные данные этих трансформаторов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Паспортные данные трансформаторов тока ТОЛ–СЭЦ–10

Место установки	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток первичной обмотки, А	Параметры, определяющие термическую стойкость		Ток электродинамической стойкости, кА
			Ток, кА	Время, с	
Цепь трансформатора	10	1500	40	1	100
Цепь КЛ	10	200	20	1	50

Проверка трансформаторов тока ТОЛ–СЭЦ–10 на стороне НН подстанции в цепи трансформатора:

- 1) По напряжению установки, кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (101)$$

$10 \leq 10$ – условие выполняется.

2) По длительному току, А,

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1\text{ном}}; \quad (102)$$

$1293,26 \leq 1500$ – условие выполняется.

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (103)$$

где $i_{\text{уд.}} = 19,906$ – ударный ток КЗ по расчету, кА;

$i_{\text{дин.}}$ - ток электродинамической стойкости, кА (по каталогу).

$100 > 19,906$ – условие выполняется.

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

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

где $B_{\text{к}} = 4,892 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ [смотри. П9.1.2].

$$40^2 \cdot 1 \geq 4,892$$

$$1600 > 4,892$$

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

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]:

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

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

$r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, Ом;

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

Сопротивление приборов определяется по выражению:

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

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А.

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

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{5}{5^2} = 0,2$$

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

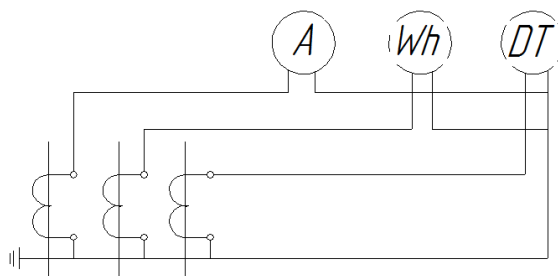


Рисунок 5 – Схема соединения измерительного трансформатора тока и приборов

Параметры данных приборов сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – 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 19, составляет $S_{\text{приб}} = 1,6$ ВА.

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

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 с удельным сопротивлением $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$. Длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов $l = 4-6 \text{ м}$ для 10 кВ [5, с.300].

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

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

где ρ - удельное сопротивление меди, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$;

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

Для схемы полной звезды:

$$l_{\text{расч}} = l, \quad (108)$$

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

$$l_{\text{расч}} = 5 \quad (109)$$

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

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

Откуда:

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

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

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

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм^2 .

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения,
Ом:

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

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

$$0,149 < 0,2$$

Также выбор производится по следующим критериям:

По классу точности:

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

Трансформатор тока удовлетворяет всем условиям выбора.

Проверка трансформаторов тока ТОЛ–СЭЩ–10 на стороне НН подстанции в цепи КЛ (ГПП–РУ1):

1) По напряжению установки (ф.101), кВ,

$$10 \leq 10 \text{ – условие выполняется.}$$

2) По длительному току (ф.102), А,

$$153,96 \leq 200 \text{ – условие выполняется.}$$

Проверка на электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (112)$$

где $i_{\text{уд.}} = 19,906$ – ударный ток КЗ по расчету, кА [смотри. П5.5];

$i_{\text{дин.}}$ - ток электродинамической стойкости, кА

$$50 > 19,906$$

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

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}, \quad (113)$$

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где $B_K = 4,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ [смотри. П9.1.3]

$$20^2 \cdot 1 \geq 4,28$$

$$400 > 4,28$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (114)$$

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.

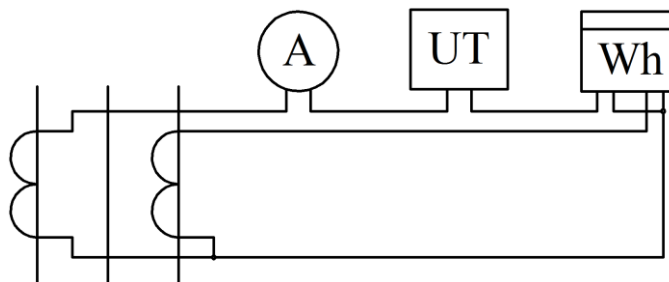


Рисунок 6 – Схема подключения трансформатора тока и приборов

Для схемы неполного треугольника:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (115)$$

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

$$l_{\text{расч}} = 8,66$$

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

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (116)$$

Откуда:

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

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

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

Принимаем стандартное сечение соединительных проводов 4 мм².

Пересчитаем сопротивление провода с учетом стандартного сечения,
Ом:

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

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

$$0,175 < 0,2$$

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

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или 100/√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 $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$.

Для выбора ТН на НН (10 кВ) по вторичной нагрузке введём в расчёт измерительные приборы, которые характерны для данной подстанции (табл. 20)

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Таблица 20 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	10	0,5	10×3,0
Измерительный преобразователь	Е-824	1	0,5	1,0
Итого:				31,5

Полная мощность приборов, В·А:

$$S_2 = 31,5$$

$$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}} \quad (117)$$

$$31,5 \leq 45$$

К установке выбираем антирезонансные трансформаторы напряжения НАЛИ–35 (на стороне ВН) [18] и НАЛИ-10 (на стороне НН в ячейки КРУ) [19] с классом точности 0,5. Проверка данных трансформаторов представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка условий выбора трансформаторов напряжения

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
НАЛИ-35	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	-	-
НАЛИ-10	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 31,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 45 \text{ В} \cdot \text{А}$

Так как нагрузка для ТН 35 кВ не задана, то проверка по нагрузке на стороне ВН не требуется.

Данные трансформаторы напряжения удовлетворяют всем условиям.

9. 4 Выбор сборных шин и ошиновок

9.4.1 Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводом АС. [2, с.186].

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:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дл.доп}}, \quad (106)$$

где $I'_{\text{дл.доп}}$ - длительно допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки на расположение шин или температуру воздуха. Исходя из значения $I_{\text{раб.макс.}} = 369,5$ А выбираем провод с ближайшим большим допустимым продолжительным током $I_{\text{доп}} = 390$ А марки АС120/19 [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]

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

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

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (118)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см, [20, с.428].

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,36 \text{ кВ/см}$$

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

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)}, \quad (119)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см,

При горизонтальном сближении фаз, см;

$$D_{cp} = 1,26D, \quad (120)$$

где D - расстояние между фазами. Для 35 кВ $D=44$ см [ПУЭ]

$$E = \frac{0,354 \cdot 1,05 \cdot 35}{0,76 \cdot \lg\left(\frac{1,26 \cdot 44}{0,76}\right)} = 9,18 \text{ кВ/см}$$

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:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (121)$$

$$1,07 \cdot 9,18 \leq 0,9 \cdot 33,36$$

$9,83 < 30,02$ - условие выполняется.

Таким образом провод АС 120/19 проходит по условию короны.

2) Проверка на электродинамическую стойкость:

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

3) 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
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

9.4.2 Выбор жестких шин и ошинок на стороне НН

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, $I_{\text{раб.макс.}}=1293,26$ А. Выбираем алюминиевые, однополосные шины прямоугольного сечения [20, с.395].

Таблица 22 – Параметры шины

Длительно допустимый ток, А	Размеры шины, мм	Сечение шины, мм ²
1320	80×8	640

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

$$I_{\text{раб.макс.}} \leq I'_{\text{дл.дон}}, \quad (122)$$

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

$$1293,26 < 1320$$

- 1) 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

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

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.

$$t_{откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06$$

$$B_k = 7,82^2 \cdot (0,06 + 0,02) = 4,892$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{4,892}}{90 \cdot 10^{-3}} = 24,575 \text{ мм}^2$$

$24,575 < 640$ – условие выполняется.

В большинстве конструкций шин условия на электродинамическую стойкость соблюдаются, поэтому согласно ПУЭ [21] не требуется проверка на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

2) Механический расчет однополосных шин.

Шины располагаем плашмя.

Условие механической прочности шин, МПа:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп},$$

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

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

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

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial 2}^2}{a}, \quad (127)$$

где $i_{y\partial 2}$ - ударный ток КЗ на шинах НН ГПП, А [2, с. 90];

$a = 0,25$ - расстояние между фазами (1/3 ширины шкафа КРУ), м;

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кзК2} \cdot K_{y\partial}, \quad (128)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, так при расчете тока кз на шинах НН ГПП не было учтено активное сопротивление цепи, то $K_{y\partial} = 1,8$.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,82 \cdot 1,8 = 19,906 \text{ кА}$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19906^2}{0,25} = 274,53 \text{ Н/м}$$

Момент сопротивления при расположении шин плашмя [2, табл. 4,1; с.179], см^3 ,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (129)$$

где $b = 0,8$, см; $h = 8$, см, [20, с.395]

$$W = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,53 \text{ см}^3$$

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

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial 2}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (130)$$

где $l = 0,75$ - длина пролета, равная ширина ячейки КРУ, м;

$$\sigma_{\max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{19906^2 \cdot 0,75^2}{8,53 \cdot 0,25} = 1,81 \text{ МПа}$$

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

$1,81 < 45$ - условие выполняется.

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

9.5 Выбор изоляторов

9.5.1 Выбор линейных изоляторов на стороне ВН

Гибкие шины крепятся на линейных стержневых изоляторах к стальным порталам ПС-35Я2 [22]. Выбираем изолятор типа ЛК-70/35 [23]. Линейный, подвесной, полимерный, с материалом защитной кремнийорганической оболочкой изоляционной части с минимальной разрушающей силой при растяжении $F_{\text{разр}}=70$ кН. Так как за пределами КРУ ошиновка на ГПП исполнена гибкими проводниками, проверка по допустимой нагрузке не требуется.

9.5.2 Выбор опорных изоляторов на стороне НН

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Выбираем изолятор типа ОСК2—10—А—4УХЛ1 [24] опорный стержневой с материалом защитной оболочки изоляционной части из кремнийорганической резины с разрушающей нагрузкой на изгиб $F_{\text{разр}}=2$ кН. Выбор которых производится по следующим условиям:

- 1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (131)$$

$10 = 10$ – условие выполняется.

- 2) По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (132)$$

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

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}; \quad (133)$$

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

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 2000 = 1200$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{y02}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (134)$$

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

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{19906^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 205,89$$

205,89 < 1200 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.5.3 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изоляторы ИПУ-10/1600-12,5 УХЛ1 проходной усиленного исполнения (разрушающая нагрузка на изгиб равная 12,5 кН [25]). 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:

1) Напряжение установки, кВ:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (135)$$

10 = 10 – условие выполняется.

2) По номинальному току, А:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (136)$$

1293,26 < 1600 – условие выполняется.

3) По допустимой нагрузке, кН:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (137)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500$$

Расчетная сила, действующая на опорный изолятор:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot f_{\phi} \cdot l, \quad (138)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд2}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (139)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{19906^2 \cdot 0,75}{0,25} \cdot 10^{-7} = 40,27$$

102,95 < 4500 – условие выполняется.

Изолятор удовлетворяет всем условиям.

9.6 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

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.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

9.6.1 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне ВН 35 кВ

Исходные данные:

- наибольший ток короткого замыкания в месте установки ОПН, $I_{K3I} = 2,865$ кА.
- район по загрязнению II.

Условия выбора ОПН:

- 1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению [28, с.5]:

$$U_{\text{нрo}} > U_{\text{нс}} / K_t, \quad (140)$$

где $U_{\text{нс}}$ - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ; K_t - отношение допустимого для ОПН напряжения промышленной частоты в течении времени t , к наибольшему рабочему, определяемое из графиков [Тимоф, с.7].

Принимаем $K_t = 1,4$.

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Находим наибольшее рабочее напряжение сети с пятипроцентным запасом, [28, Табл 1, с.5] кВ:

$$U_{нс} = 1,05 \cdot 40,5 = 42,525$$

Выбираем ОПН-У 35/38,5УХЛ1 фирмы ТОО “Таврида Электрик”.

$$38,5 > 42,525 / 1,4$$

$$38,5 > 30,375 - \text{условие выполняется.}$$

2) По условию обеспечения взрывобезопасности [28, 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 $I_{\text{об}} = 20 \text{ кА}$ [Тим, с.41].

$$I_{\text{об}} \geq (1,15 - 1,2) \cdot I_{\text{КЗ}} \quad (141)$$

$$20 \geq 1,2 \cdot 1,688$$

$$20 \geq 2,025 - \text{условие выполняется.}$$

3) По временным допустимым повышениям напряжения ОПН на данный класс напряжения не проверяется.

4) Определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1,15 - 1,2) \quad (142)$$

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

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

Для данной марки ограничителя $U_{\text{ост.к}} = 95 \text{ кВ}$ [28, с.41].

$$U_{\text{ки}} = K_{\text{И}} \cdot K_{\text{К}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{ИСП50}} \quad (143)$$

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

где K_{II} - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одномоментным воздействием;

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{исп50}$ - испытательное напряжение изоляции электрооборудования, кВ [28, с.15].

$$K_{II} = 1,35; K_K = 0,9.$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05$$

$$95 \leq 146,05 / 1,2$$

$95 \leq 121,71$ - условие выполняется.

5) 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 $2 \text{ см} / \text{кВ} \cdot 40,5 \text{ кВ} = 81 \text{ см}$. Для ОПН-У 35/38,5УХЛ1 минимальная длина пути утечки $L_{ут} = 86,6 \text{ см}$.

$81 \leq 81,6$ – условие выполняется.

Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1.

Ограничитель марки ОПН-У 35/38,5УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора.

9.6.2 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) на стороне НН 10 кВ

ОПН-П-10/12,0/10УХЛ1 [12] – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ 1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ СЭЩ-63.

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

9.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Два трансформатора с.н. устанавливаются на всех двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ. [2, с.475]. Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

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]

На ПС напряжением 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В. Шины 0,4 кВ секционируются.

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 выбора числа и мощности трансформаторов собственных нужд (ТСН) для подстанций с двумя трансформаторами типа ТДН-16000/35 определим нагрузку в соответствии с [2, с. 386], на основании полученных данных составим таблицу.

Таблица 23 – Нагрузка собственных нужд ГПП

Вид потребителя	Р, кВт	cosφ, о.е.	Кол-во	Нагрузка	
				Р, кВт	Q, кВар
Охлаждение ТДН– 16000/35	8	1	2	16	-
Подогрев, освещение и вентиляция шкафа КРУ	1,51	1	13	19,63	-
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ 10 кВ	6	1	1	6	-
Освещение ОРУ 35 кВ	2	1	1	2	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	23	1	2	46	-
Подогрев приводов разъединителей РГП-35	0,08	1	8	0,64	-
Итого:				90,27	-

В учебном проектировании коэффициент мощности можно принять $\cos \varphi = 0,85$. [2, с 389].

Тогда расчётная нагрузка [2, с 389]:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{с.н.}}^2 + Q_{\text{с.н.}}^2} = k_c \cdot \frac{P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi}, \quad (144)$$

где k_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,80$ [2, с.369].

$$S_{\text{расч}} = 0,80 \cdot \frac{90,27}{0,85} = 84,96 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Мощность трансформаторов собственных нужд при двух ТСН на подстанции определяется из условия:

$$S_{\text{ном.тсн}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{пт}}} = \frac{84,96}{1,4} = 60,69 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (145)$$

где $k_{\text{пт}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки принимается 1,4 [2, с.70].

Ближайшее большее номинальное значение мощности равно 63 кВ·А. Выбираем соответствующий ему трансформатор ТСН– 63/10 [29].

Таблица 24 – Параметры трансформатора ТСН– 63/10

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	$u_k, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$I_x, \%$
63	10	0,4	4	0,3	1,28	2

Коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого трансформатора:

$$k_z = \frac{S_{\text{расч}}}{n_{\text{тсн}} \cdot S_{\text{ном.тсн}}}, \quad (146)$$

где $n_{\text{тсн}}$ – число ТСН.

$$k_3 = \frac{84,96}{2 \cdot 63} = 0,67$$

Рекомендуемый коэффициент загрузки (0,6 - 0,7). Полученное значение попадает в заданный диапазон.

Проверим его по коэффициенту аварийной перегрузки:

$$k_{ав} = \frac{S_{расч}}{(n_{тсн} - 1) \cdot S_{ном.тсн}} = \frac{84,96}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,35 \quad (147)$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать 1,4:

$$1,35 < 1,4 - \text{условие выполняется.}$$

Данный трансформатор удовлетворяет всем требованиям.

На ПС с постоянным оперативным током 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]

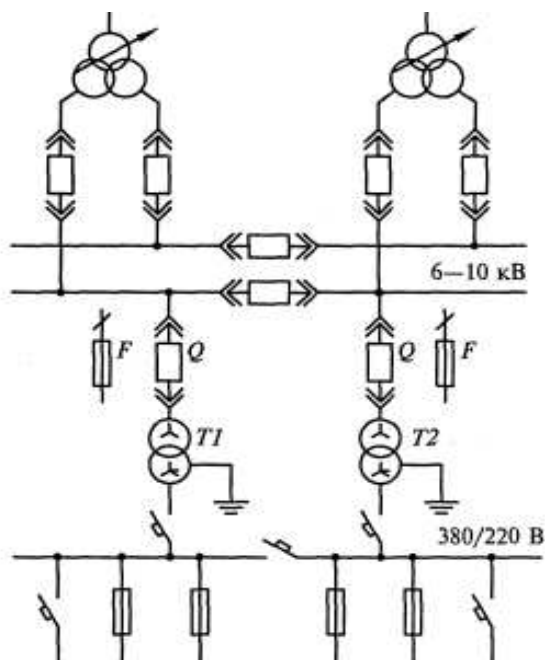


Рисунок 7 – Схема питания с.н подстанции с оперативным постоянным током

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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:

Условия выбора:

1) Напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (148)$$

Ток нормального и послеаварийного режимов работы цехового трансформатора, на стороне НН подстанции (0,4 кВ), А:

$$I_{номНН} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (149)$$

$$I_{номНН} = 0,7 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1010,39$$

$$I_{раб.макс} = k_3^{п/ав} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}, \quad (150)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,79$$

Исходя из максимального рабочего тока и напряжения установки выбираем автоматически выключатель ВА-СЭЩ-АС25 [12] воздушный автоматический выключатель с номинальным током 2500 А. Условия проверки данного выключателя представлены в таблице 23.

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 24 – Проверка условий выбора автоматических выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Автоматический выключатель ВА-СЭЦ-АС25
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 2020,79 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 11,819 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 65 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{пр.скв}$	$i_y = 26,743 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 65 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 11,819^2 \cdot (0,035 + 0,002) = 5,168 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 65^2 \cdot 1 = 4225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный автоматический выключатель проходит проверку по всем условиям.

9.9. 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 630 кВА предохранители марки ПК-10/75 [1], а для трансформаторов 1000 кВА марки ПК-10/100 [1]. Проверка данных предохранителей приведена в таблице 24.

Таблица 25 – Проверка условий выбора предохранителей

Условия выбора	Расчетные данные на трансформатор мощностью 630 кВА	Расчетные данные на трансформатор мощностью 1000 кВА	Каталожные данные	
			Предохранитель ПК-10/75	Предохранитель ПК-10/100
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 36,1 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot 57,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 11,819 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,819 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$t_B \leq t_K$	$t_B = 0,35 \text{ с}$	$t_B = 0,35 \text{ с}$	$t_K = 0,5 \text{ с}$	$t_K = 2 \text{ с}$

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 1600 кВА, значит, номинальный ток плавкой вставки предохранителя равен 200 А.

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ осуществляется по условию, с

$$t_B \geq \frac{t_{c.з} + \Delta t}{K_{п}}, \quad (151)$$

где t_B – время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с.

Для автоматического выключателя:

$$t_B = \frac{t_{c.з} + \Delta t}{K_{п}}, \quad (152)$$

где $t_{c.з}$ – полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя,

$t_{c.з} = 0,02 \pm 0,01 \text{ с}$ – для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания;

$t_{c.з}$ для предохранителей определяется по ампер-секундной характеристике;

Δt – минимальная ступень селективности, принимается для автоматов – 0,3 с, для предохранителей – 0,6 с;

$K_{п}$ – коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева,

$K_{п}$ принимается равным 0,9.

Ток I_{K5} приводим к напряжению 10 кВ, кА:

$$I'_{кзК5} = I_{кзК5} \cdot K_T, \quad (153)$$

$$I'_{кзК5} = 10,061 \cdot \frac{0,4}{10} = 0,458 \text{ кА}$$

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:

$$t_B = \frac{0,02 + 0,3}{0,9} = 0,35$$

$2 > 0,35$ - условие выполняется.

Время срабатывания предохранителя больше, чем время срабатывания автоматического выключателя, значит условие селективности соблюдается.

10 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 [19] 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 $h_x = 7,85$ м.

$h_x = 7,85$ м – высота защищаемого оборудования (гибкие шины);

$h = 13$ м – высота молниеотвода для 35 кВ;

$h_a = h - h_x$ – высота активной части молниеотвода;

$a_1 = 18,1$ м – расстояние между молниеотводами;

$a_2 = 14,2$ 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 18,1 x 14,2 м.

Определяем по размерам этого прямоугольника длину диагонали L_{1-5} , м²:

$$L_{1-4} = \sqrt{a_1^2 + a_2^2}, \quad (154)$$

$$L_{1-4} = \sqrt{18,1^2 + 14,2^2} = 14,82$$

Для надежности защиты 0,995

$$L_{\max} = 4,35 \cdot h, \quad (155)$$

$$L_{\max} = 4,35 \cdot 13 = 56,55$$

$$L_C = 2,25 \cdot h, \quad (156)$$

$$L_C = 2,25 \cdot 13 = 29,25$$

В соответствии с условием, м:

$$L_{1-4} \leq L_C \leq L_{\max}, \quad (157)$$

$$14,82 < 29,25 < 56,55$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (158)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 13) \cdot 13 = 13,92$$

Высота расположения минимальной зоны, м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (159)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 13 = 9,35$$

Находим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте шин $h_x = 7,85$ м, м

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (160)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 13) \cdot \left(13 - \frac{7,85}{0,85} \right) = 4,04$$

Зона защиты двойного молниеотвода имеет следующие размеры при $L > h$:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h), \quad (161)$$

$$h_c = 9,35 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 13) \cdot (14,82 - 13) = 9,03$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (162)$$

$$r_{cx} = 13,96 \cdot \frac{9,03 - 7,85}{9,03} = 1,82$$

Предельная высота молниеотвода h_{II} , обеспечивающая отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L_{1-4} , для вероятности защиты $P_z = 0,995$:

$$h_{II} = \frac{L_c}{2,25}, \quad (163)$$

$$h_{II} = \frac{29,25}{2,25} = 13$$

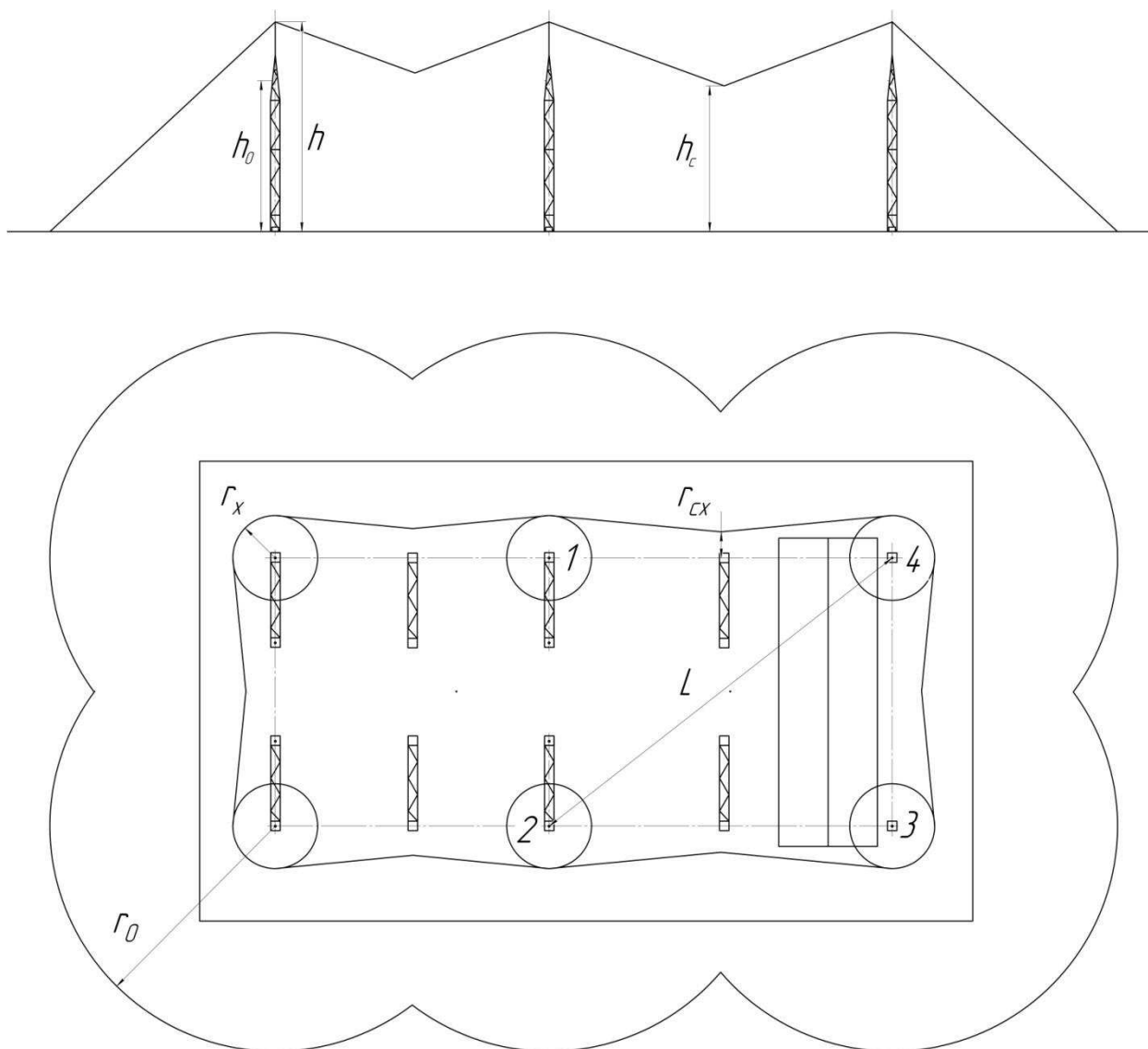


Рисунок 8 – Зона защиты шести стержневых молниеотводов на высоте h_x и h_0

Расчет показал, что на данном ГПП необходима установка 6 молниеотводов каждый высотой 13 метров. Расположение молниеотводов показано на рисунке.

11 Расчёт защитного заземления

Заземление в электроустановках – это преднамеренное соединение металлических частей электроустановки с заземляющим устройством. Требования к расчету защитного заземления зависят от напряжения, режима работы нейтрали и элемента электроустановки, подлежащего заземлению.

Если к заземляющему устройству присоединяют элементы электроустановок разных напряжений и назначений, то принимают наименьшее нормированное сопротивление заземления R_z для электрооборудования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Сопrotивления заземляющего устройства для электроустановок на-
пряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью в соответствии с ПУЭ,
Ом

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}, \quad (164)$$

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

Приближенно ток замыкания на землю можно определить по выраже-
нию, А

$$I_3 = \frac{U \cdot l_B}{350} + \frac{U \cdot l_K}{10}, \quad (165)$$

где U – напряжение сети, кВ;

l_B и l_K – длина воздушных и кабельных линий, км.

$$I_3 = \frac{35 \cdot 8,2}{350} = 0,82,$$

$$R_3 \leq \frac{250}{0,82} = 304,87.$$

Собственные нужды подстанции получают питание от трансформатора 10/0,4 кВ с заземленной нейтралью на стороне 0,4 кВ. Оборудование под-
станции занимает площадь 32,8×16,3 м. Сопrotивление заземляющего уст-
ройства нейтрали трансформатора на стороне 0,4 кВ должно быть не более 4
Ом. Таким образом, последнее требование является определяющим для рас-
чета $R_3 \leq 4$ Ом. Расчет произведен на основании [Рожкова]. Заземляющее
устройство выполняется в виде контура из полосы 40×4 мм проложенного на
глубине 0,7 м вокруг оборудования подстанции на расстоянии 3 м от внут-
ренней стороны ограды, и стержней длиной 5 м и диаметром 12 мм на рас-
стоянии друг от друга не менее 5 м. Общая длина полосы 106 м.

Расчётное удельное сопротивление грунта для горизонтальных и вер-
тикальных заземлителей составят, Ом·м

$$\rho_{p.g.} = \rho_{уд} \cdot k_{п.г.}, \quad (166)$$

$$\rho_{p.в.} = \rho_{уд} \cdot k_{п.в.}, \quad (167)$$

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

где - $\rho_{уд}$ удельное сопротивления грунта (глина), равное 60 Ом·м ;

$k_{п.г.}$ и $k_{п.в.}$ - повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов.

$$\rho_{п.г.} = 60 \cdot 3 = 180,$$

$$\rho_{п.в.} = 60 \cdot 1,5 = 90.$$

Сопротивление заземляющей полосы, Ом

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{п.г.}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{bt}, \quad (168)$$

где l – общая длина полосы, м;

b – ширина полосы, м.

t – глубина заложения, м.

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 180}{106} \cdot \lg \frac{2 \cdot 106^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 3,85.$$

Предварительно принимаем в контуре 6 вертикальных заземлителей, по таблице 7.4 [7] для $a/l = 1$ находим коэффициент использования полосы $\eta_{\Gamma}=0,4$; тогда сопротивление полосы в контуре из 6 вертикальных заземлителей, Ом

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (169)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{3,85}{0,4} = 9,64.$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей, Ом

$$R_{В} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}, \quad (170)$$

$$R_{В} = \frac{9,64 \cdot 4}{9,64 - 4} = 6,83$$

Сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня длиной 5 м, диаметром 12 мм при $\rho_{р.в.} = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), Ом:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{р.в.}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (171)$$

где l – длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня заземлителя;

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 90}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 20,42$$

Количество вертикальных заземлителей, шт.,

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (172)$$

$$n_B = \frac{20,42}{6,83 \cdot 0,58} = 5,15,$$

Принимаем в контуре 6 вертикальных заземлителей.

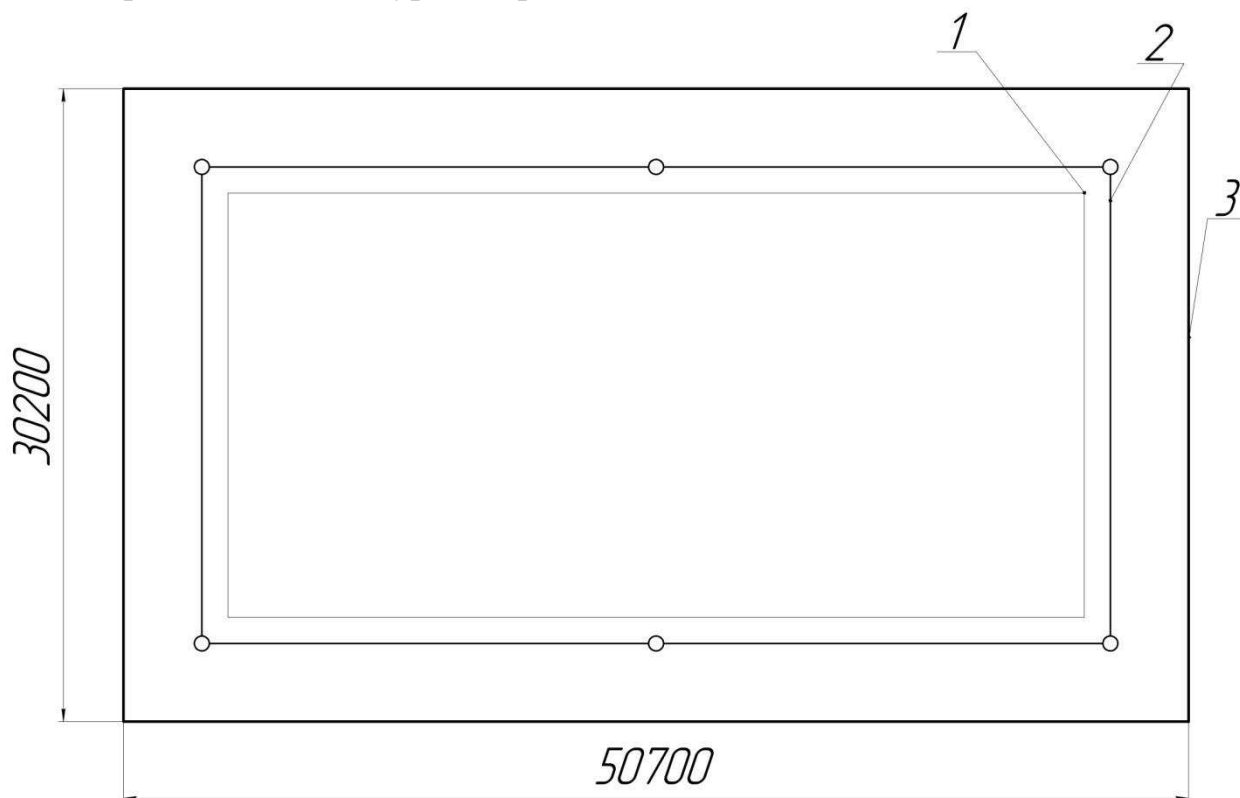


Рисунок 9 – План заземляющего устройства: 1 – площадь занятая оборудованием; 2 – заземляющий контур; 3 – ограждение подстанции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

12 Релейная защита трансформатора ТДН-16000/35

12.1 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;
- 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 – $t_{сз} = t_{сзсм.эл} + \Delta t$.

										Лист
										86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

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.

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и ненормальных режимов элемента или участка энергосистемы от ее неповрежденных 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.).

12.2 Выбор трансформаторов тока для подключения релейной защиты

1. ТА1 (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_{\text{H}}^{\text{B}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}^{\text{B}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,93 \quad (173)$$

где S_{H} — мощность трансформатора, кВ·А;

U_{H}^{B} — напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{\text{ТА1}}^{\text{расч}} = I_{\text{H}}^{\text{B}} \cdot k_{\text{сх}} = 263,93 \cdot 1 = 263,93 \quad (174)$$

где $k_{\text{сх}}$ — коэффициент схемы.

Так как схема соединения обмоток ТТ «звезда», $k_{\text{сх}} = 1$.

Выбираем трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-35-300/5:

– номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 300$ А;

– коэффициент трансформации $n_{\text{ТА1}} = 300/5$.

2. ТА2 (НН)

Номинальный ток низшей стороны, А:

$$I_{\text{H}}^{\text{B}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}^{\text{B}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,76 \quad (175)$$

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

где S_H – мощность трансформатора, кВ·А;
 U_H^B – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{TA1}^{\text{расч}} = I_H^B \cdot k_{\text{сх}} = 923,76 \cdot 1 = 923,76 \quad (176)$$

Выбираем трансформатор тока ТВЛ-СЭЩ-10-1000/5:

– номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1000$ А;

– коэффициент трансформации $n_{TA1} = 1000/5$.

3. Выбираем трансформатор напряжения TV1 – на стороне ВН:

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{35000}{100}$$

Тип TV1 – НАЛИ-35.

12.3 Защита от многофазных коротких замыканий (однофазных коротких замыканий на стороне 35 кВ)

Для защиты от многофазных КЗ применяем продольную дифференциальную токовую защиту (ДЗТ). Комплект защиты: блок SEPAM 80.

Выбор общих параметров дифференциальной защиты:

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А:

$$I_{\text{ном.перв}} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (177)$$

$$I_{\text{ном.первВН}} = 263,93$$

$$I_{\text{ном.первНН}} = 923,76$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$K_{IVH} = 300/5$$

$$K_{IHH} = 1000/5$$

Схема соединения трансформаторов тока (электрическая):

ВН: звезда ($K_{\text{сх}} = 1$); НН: звезда ($K_{\text{сх}} = 1$).

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{ном.перв}}}{K_I} \cdot K_{\text{сх}} \quad (178)$$

$$I_{\text{ном.вторВН}} = \frac{263,93}{300/5} \cdot 1 = 2,639$$

$$I_{\text{ном.вторНН}} = \frac{923,76}{1000/5} \cdot 1 = 4,618$$

Принятые значения уставок:

$$I_{\text{базВН}} = 2,64$$

$$I_{\text{базНН}} = 4,62$$

Выбор уставок продольной дифференциальной токовой защиты ДЗТ:
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А:

$$I_{\text{кз.внеш.макс}}^{(3)} = \frac{I_{\text{кз.К2.макс}}^{(3)}}{U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}} = \frac{7820}{35/10} = 2234 \quad (179)$$

где $I_{\text{кз.К2.макс}}$ – ток короткого замыкания в точке К2 (НН), рассчитанный в приложении А, А.

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах):

$$I_{\text{кз.внеш.макс}^*}^{(3)} = \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}^{(3)}}{I_{\text{ном.первВН}}} = \frac{2234}{263,93} = 8,46 \quad (180)$$

Расчетный дифференциальный ток при внешнем КЗ:

$$I_{\text{Д}} = k_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{а}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{Д}}) \cdot I_{\text{кз.внеш.макс}^*}^{(3)} \quad (181)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принимается равным 1,5;

$k_{\text{а}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается 2,0;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, принимается 0,1;

										Лист
										89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

$\Delta U_{РПН}$ – диапазон регулирования РПН, %;

$\Delta f_{д}$ – добавочная погрешность, принимается равной 0,04.

$$I_{д} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot 8,46 = 9,142$$

Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешних КЗ (округление до одного знака после запятой):

Принимаем значение $I_{д} = 9,1$ о.е.

Коэффициент чувствительности ДЗТ должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на вводах ВН.

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.К1.мин}^{(2)}}{I_{д} \cdot 300/5} = \frac{1461,85}{9,1 \cdot 300/5} = 2,66 \geq 2. \quad (182)$$

Что удовлетворяет условиям ПУЭ.

12.4 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок Seram 80.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = \frac{k_{н} \cdot k_{с.з.}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (183)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

$k_{в}$ – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН.

$$I_{сз} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,85} \cdot 263,93 = 683,11$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = 683,11 \cdot \frac{1}{300/5} = 11,38$$

Проверка защиты по чувствительности:

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$K_{\text{ч}} = \frac{1461,85}{683,11} = 2,14 \geq 1,5$$

Что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{см.эл}} + \Delta t, \quad (184)$$

$$t_{\text{сз}} = 1 + 0,5 = 1,5$$

12.5 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок Seram 80.

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (185)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 263,93 = 326,03$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = 326,03 \frac{1}{300/5} = 5,43$$

На чувствительность защиты от перегрузки не проверяется. Защита от перегрузок выполнена с двумя уставками по времени. Первая уставка продолжительностью 9-10 секунд действует на сигнал. Вторая уставка продолжительностью 30-40 минут действует на отключение выключателя.

12.6 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения. Комплект защиты: блок Seram 80.

Напряжение срабатывания защиты, кВ

$$U_{\text{сз}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (186)$$

$$U_{\text{сз}} = 0,7 \cdot 35 = 24,5.$$

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напряжение срабатывания реле, В

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{\text{сз}}}{K_{1\text{ВНТВ}}},$$

$$U_{\text{ср}} = \frac{24,5 \cdot 10^3}{35000/100} = 49.$$

Проверка по чувствительности защиты,

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot k_{\text{В}}}{U_{\text{ост}}} \geq 1,25, \quad (187)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;
 $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата реле, равен 1,25.

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.ВНШ.МАКС}}^{(3)} \cdot x_{\text{T}}, \quad (188)$$

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} \cdot 2234,3 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 1,93.$$

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{49 \cdot 1,25}{1,93} = 11,08 \geq 1,25,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

12.7 Газовая защита на базе Seram 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 специ-

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

альной 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).

По этим причинам газовая защита должна дополняться второй защитой от внутренних повреждений.

13 Расчет самозапуска электродвигателей.

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 самозапуска синхронных двигателей:

В цехе № 6 установлены 4х630 СД. Из справочника выбираем двигатель марки 4СДМ-1250L 24-10 УХЛ4 справочные данные снесем в табл.26.

Таблица 26 – технические характеристики 4СДМ-1250L 24-10 УХЛ4.

S_H , кВА	P_H , кВт	U_H , кВ	η , %	$\frac{I_n}{I_H}$	N, об/мин	$\cos\varphi$
850	630	10	93,2	6,4	250	0,8

Номинальный ток электродвигателя, А

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}, \quad (189)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 10000 \cdot 0,9} = 45,46$$

Пусковое сопротивление, Ом

$$Z'_{\text{ПД}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} I_{\text{ПУСК}}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{ПП}} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (190)$$

где $k_{\text{ПП}}$ – кратность пускового тока электродвигателя.

$$Z'_{\text{ПД}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,4 \cdot 45,46} = 19,84$$

Суммарное сопротивление 4 электродвигателей, Ом

$$Z_{\Sigma} = \frac{Z'_{\text{ПД}}}{4}, \quad (191)$$

$$Z_{\Sigma} = \frac{19,84}{4} = 4,96$$

Сопротивление кабельных линии 10кВ на участке ГПП-РУ2, Ом

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{x_{\text{КЛ}}^2 + r_{\text{КЛ}}^2}, \quad (192)$$

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{0,019^2 + 0,0425^2} = 0,046.$$

Сопротивление трансформатора на ТДН 16000/35 [приложение А], Ом

$$X_{\text{ТР}} = 0,5.$$

Ток самозапуска электродвигателя, А

$$I_{\text{с/з}} = \frac{U_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\Sigma} + X_{\text{ТР}} + Z_{\text{КЛ}})}, \quad (193)$$

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_{с/з} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,046 + 0,5 + 5,58)} = 989,58.$$

Остаточное напряжение на зажимах, В

$$U_{ост} = U_{расч} \cdot \frac{Z_{пд}}{Z_{\Sigma} + X_{тр} + Z_{кл}}; \quad (194)$$

$$U_{ост} = 10500 \cdot \frac{5,58}{5,58 + 0,5 + 0,046} = 9564,15,$$

что составляет:

$$\frac{9564,15}{10500} \cdot 100 = 91\%$$

Самозапуск электродвигателя обеспечивается.

14 Электробезопасность

14.1 Меры электробезопасности

14.1.1 Защитные меры электробезопасности, применяемые в электроустановках

Значительное количество несчастных случаев от поражения электрическим током связано с тем, что нарушается изоляция электроприемников. Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Защитное заземления - преднамеренное соединение с землёй или её эквивалентом металлических нетоковедущих частей электроприёмников (электроустановок), которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.009 - 76. ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения).

Зануление - преднамеренное электрическое соединение металлически нетоковедущих частей электроприёмников (электроустановок) с нейтральной точкой трансформатора питающей подстанции металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.009 - 76. ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения).

Заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

во всех электроустановках при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока;

в электроустановках, эксплуатирующихся в помещениях с повышенной опасностью, особоопасных и наружных установках - при напряжении выше 42

										Лист
										95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока.

Помещения с повышенной опасностью характеризуются наличием одного из следующих условий: сырости (>75%) или токопроводящей пыли, токопроводящих полов, высокой температуры (>30°C), возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, аппаратам, механизмам и к металлическим корпусам электрооборудования.

Особо опасные помещения характеризуются наличием одного из следующих условий: особой сырости (>90%), химически активной или органической средой, одновременно двух и более условий повышенной опасности. Заземляющие устройства электроустановок потребителей должны соответствовать требованиям ПУЭ. Части электрооборудования, подлежащие заземлению, должны иметь надёжное контактное соединение с заземляющим устройством либо с заземлёнными конструкциями, на которых они установлены. Соединения должны быть только болтовыми или сварными. Скрутка не допускается.

Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению или занулению, должна быть присоединена к сети заземления или зануления отдельным проводником. Заземляющие и нулевые проводники должны иметь покрытие, защищающее от коррозии. Открыто проложенные стальные проводники должны иметь черную окраску.

В соответствии с ГОСТ Р 50571.2-94 «Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики», гармонизированного со стандартами Международной электротехнической комиссии (МЭК), системы заземления электрических сетей делятся на следующие классы:

IT, TT, TN-C, TN-C-S, TN-S. Применительно к сетям переменного тока напряжением до 1 кВ обозначения имеют следующий смысл. Первая буква - характер заземления источника питания (режим нейтрали вторичной обмотки трансформатора): I - изолированная нейтраль, T - глухозаземленная нейтраль. Вторая буква - характер заземления открытых проводящих частей (металлических корпусов) электроустановки: T - непосредственная связь открытых проводящих частей с землей (защитное заземление), N - непосредственная связь открытых проводящих частей с заземленной нейтралью источника питания (зануление). Последующие буквы - устройство нулевого рабочего и нулевого защитного проводников: C - нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники объединены по всей сети, C-S - проводники N- и PE- объединены в части сети, S - проводники N- и PE- работают раздельно по всей сети. N-, PE- и PEN- проводники, используемые в различных типах сетей, должны иметь соответствующие графические обозначения на схемах и расцветку в соответствии с ГОСТ Р 50571.2-94. Область применения такой защитной меры как заземление или зануление определяется режимом нейтрали и классом напряжения ЭУ. Зануление применяется лишь в одной из систем электрической сети - в ЭУ до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью (TN). В остальных группах ЭУ применяется защитное заземление.

									Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Защитное отключение должно осуществляться устройствами (аппаратами), удовлетворяющими в отношении надежности действия специальным техническим условиям (ПУЭ п. 1.7.42).

Разделительный трансформатор - трансформатор, первичная обмотка которого отделена от вторичных обмоток при помощи защитного электрического разделения цепей.

Безопасный разделительный трансформатор - разделительный трансформатор, предназначенный для обеспечения электрооборудования сверхнизким напряжением. Разделительные трансформаторы должны удовлетворять специальным техническим условиям в отношении повышенной надежности конструкции и повышенных испытательных напряжений, в соответствии с требованиями, изложенными в гл.7 ПУЭ.

Защитное автоматическое отключение обеспечивается защитно-коммутационными аппаратами, реагирующими на сверхтоки и дифференциальный ток.

Защитное автоматическое отключение должно обеспечивать наибольшее допустимое время отключения для системы IT.

Защитное автоматическое отключение должно обеспечивать наибольшее допустимое время отключения для системы TN

В ЭУ, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должна применяться система уравнивания потенциалов, которая требует соединения между собой проводящих частей защитных или заземляющих проводников, металлических частей коммуникаций, каркаса зданий, заземляющее устройство системы молниезащиты и др. в соответствии с п. 1.7.82 ПУЭ.

14. 1. 2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках

При производстве работ в электроустановках должны выполняться специальные мероприятия (организационные, технические), обеспечивающие электробезопасность. В частности, работы в электроустановках проводятся по нарядам - допускам или по распоряжениям.

Наряд-допуск - это задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время её начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и лиц, ответственных за безопасное проведение работы.

Распоряжение имеет разовый характер, срок его действия определяется продолжительностью рабочего дня исполнителей. По распоряжению выполняются работы, как правило, в электроустановках до 1000 В. Небольшие по объёму виды работ, в электроустановках до 1000 В, выполняемые в течение рабочей смены на закреплённом за персоналом оборудовании, должны содержаться в заранее разработанном и подписанном ответственным за электрохозяйство утверждённом руководителем организации перечне. Организацион-

									Лист
									97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

ными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

допуск к работе - проводится после проверки подготовки рабочего места. Подготовка рабочего места осуществляется производителем работ по разрешению, которое выдает от оперативного персонала (диспетчера). В тех случаях, когда производитель работ совмещает обязанности допускающего, подготовку рабочего места он должен выполнять с одним из членов бригады, имеющим группу III. При допуске к работе допускающий должен проверить соответствие состава бригады составу, указанному в наряде или распоряжении, по именованным удостоверениям членов бригады; доказать бригаде показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места, что напряжение отсутствует, а в электроустановках напряжением 35 кВ и ниже (где позволяет конструктивное исполнение) - последующим прикосновением рукой к токоведущим частям. Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе могут проводиться только после получения разрешения от оперативного персонала или уполномоченного на это работника. Разрешение о допуске бригады к работе может быть передано персоналу, выполняющему подготовку рабочего места, лично, по телефону, радио, с нарочным или через оперативный персонал промежуточной подстанции;

надзор во время работы (после допуска к работе). Надзор за соблюдением бригадой требований безопасности возлагается на производителя работ (наблюдающего). Не допускается наблюдающему совмещать надзор с выполнением какой-либо работы. При необходимости временного ухода производитель работ (наблюдающий) обязан удалить бригаду (с выводом её из РУ и закрытием входных дверей на замок);

оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место, окончания работы. Порядок осуществления перечисленных мероприятий подробно регламентирован ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (далее - ПОТ Р М-016-2001).

14. 1. 3 Лица, ответственные за безопасное ведение работ в электроустановках

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации (назначается из лиц административно - технического персонала с группой допуска IV или V. Определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных

									Лист
									98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

за безопасность, за соответствие выполняемой работе групп по электробезопасности перечисленных в наряде работников);

ответственный руководитель работ (назначается из числа лиц административно - технического персонала, имеющих группу V. Назначается, как правило, при работах в электроустановках напряжением выше 1000 В. В электроустановках до 1000 В ответственный руководитель может не назначаться. Ответственный руководитель назначается всегда при выполнении отдельных видов работ, оговоренных в ПОТ Р М-016-2001;

допускающий (назначается из числа оперативного персонала с группой III или IV. Отвечает за правильность и достаточность принятых мер безопасности и соответствие их мерам, указанным в наряде, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, за полноту и качество проводимого им инструктажа членов бригады. В тех случаях, когда производитель работ совмещает свои обязанности с обязанностями допускающего, подготовку рабочего места он должен выполнять с одним из членов бригады, имеющим группу III);

• производитель работ (назначается из числа лиц с группой III или IV. Отвечает за соответствие рабочего места указаниям наряда; дополнительные меры безопасности, за чёткость и полноту инструктажа членов бригады; за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений; за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов, заземлений, запирающих устройств; за безопасное проведение работы и соблюдение требований Правил; за осуществление постоянного контроля за членами бригады);

наблюдающий (назначается лицо электротехнического персонала с группой III. Должен назначаться для надзора за бригадами, не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках). Письменным указанием руководителя организации должно быть оформлено предоставление работникам организации прав: выдающего наряд, распоряжение; допускающего, ответственного руководителя работ; производителя работ (наблюдающего), а также права единоличного осмотра (п.2.1.10 ПОТ Р М-016-2001). В случаях, установленных п.2.1.11 ПОТ Р М-016-2001, допускается совмещение обязанностей ответственных за безопасное ведение работ.

14. 1. 4 Целевой инструктаж перед началом работ по наряду-допуску (распоряжению)

Началу работ по распоряжению или наряду должен предшествовать целевой инструктаж.

Инструктаж целевой - указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определённых нарядом или распоряжением, от выдавшего наряд, отдавшего распоряжение до члена бригады или исполнителя (ПТЭЭП, термины, применяемые в правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей, и их определение). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе за-

										Лист
										99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

прещается (п. 2.7.7 ПОТ Р М-016-2001). Целевой инструктаж при работах по наряду проводят:

выдающий наряд - ответственному руководителю работ или, если ответственный руководитель не назначается, производителю работ (наблюдающему);

допускающий - ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

ответственный руководитель работ - производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

производитель работ (наблюдающий) - членам бригады. Выдающий наряд, отдающий распоряжение, ответственный руководитель работ, производитель работ (наблюдающий) в проводимых ими целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать чёткие указания по технологии безопасного проведения работ, использованию грузоподъёмных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Производитель работ (наблюдающий) в целевом инструктаже обязан дать исчерпывающие указания членам бригады, исключая возможность поражения электрическим током. Допускающий в целевом инструктаже должен ознакомить членов бригады с содержанием наряда, распоряжения, указать границы рабочего места, наличие наведённого напряжения, показать ближайшие к рабочему месту оборудование и токоведущие части ремонтируемого и соседних присоединений, к которым запрещается приближаться независимо от того, находятся они под напряжением или нет. При работе по наряду целевой инструктаж должен быть оформлен в таблице «Регистрация целевого инструктажа при первичном допуске» подписями работников, проведших и получивших инструктаж.

14. 1. 5 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения при выполнении работ по наряду-допуску или распоряжению должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

на проводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

После полного окончания работ технические мероприятия сворачиваются в обратном порядке (п. 2.1.11. ПОТ Р М-016-2001).

14. 2 Электробезопасность на предприятиях

14. 2. 1 Основные нормативные акты, устанавливающие требования электробезопасности

Действующие в организации электроустановки должны эксплуатироваться согласно следующим основным нормативным актам: МПОТ (ПБ) ЭЭУ - Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТРМ-016-2001. РД 153-34.0-03.150- 00. Утверждены Министерством труда и социального развития РФ (постановление от 05.01.01 № 3) и Министерством энергетики РФ (приказ от 27.12.00 № 163). Правила введены с 1 июля 2001 г. После введения этих правил отменены «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (2-е издание, переработанное и дополненное. М., Энергоатомиздат, 1989) и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (4-е изд. переработанное и дополненное. М., Госэнергонадзор, 1994). ПТЭЭП – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Приказ Минэнерго от 13.01.03 № 6. Зарегистрировано в Минюсте 22.01.03 № 4145. ПТЭ - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. РД 34.20.501-95. 15-е издание, переработанное и дополненное. Утверждены РАО «ЕЭС России» 24.08.95. ПУЭ - Правила устройства электроустановок. Утверждены Минтопэнерго РФ 06.10.99. ППСЗ – Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним. 9-е издание. Утверждены Госэнергонадзором 26.11.92.

В связи с принятием 27.12.02 Федерального закона «О техническом регулировании», который вступает в силу 01.07.03, все нормативные правовые акты (НПА), принимаемые после указанной даты и содержащие требования к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранению, перевозке, реализации, утилизации будут излагаться только в «Техническом регламенте». НПА (Правила, положения, инструкции) будут приводиться в соответствии с требованиями указанного закона и заменяться Техническими регламентами. Не допускается выдача и выполнение распоряжений и заданий, противоречащих требованиям, содержащимся в указанных документах.

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

14. 2. 2 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с использованием электрической энергии

Факторами опасного и вредного воздействия на человека, связанными с использованием электрической энергии, являются:

протекание электрического тока через организм человека; воздействие электрической дуги;

воздействие биологически активного электрического поля;

воздействие биологически активного магнитного поля; воздействие электростатического поля;

воздействие электромагнитного излучения (ЭМИ).

Биологически активными являются электрические и магнитные поля, напряженность которых превышает предельно допустимые уровни (ПДУ) – гигиенические нормативы условий труда.

Опасные и вредные последствия для человека от воздействия электрического тока, электрической дуги, электрического и магнитного полей, электростатического поля и ЭМИ проявляются в виде электротравм, механических повреждений и профессиональных заболеваний. Степень воздействия зависит от экспозиции фактора, в том числе: рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электрического и магнитного полей на организм человека, условий внешней среды.

Экспозиция - количественная характеристика интенсивности и продолжительности действия вредного фактора.

Электротравмы: локальные поражения тканей (металлизация кожи, электрические знаки и ожоги) и органов (резкие сокращения мышц, фибриляция сердца, электроофтальмия, электролиз крови) являются результатом воздействия электрического тока или электрической дуги на человека. По степени воздействия на организм человека различаются четыре стадии:

I – слабые, судорожные сокращения мышц;

II – судорожные сокращения мышц, потеря сознания;

III - потеря сознания, нарушение сердечной и дыхательной деятельности; IV – клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

Механические повреждения, явившиеся следствием воздействия вредных факторов, связанных с использованием электрической энергии (падение с высоты, ушибы), также могут быть отнесены к электротравмам. Кроме того, электрический ток вызывает непроизвольное сокращение мышц (судороги), которое затрудняет освобождение человека от контакта с токоведущими частями. Профессиональные заболевания проявляются, как правило, в нарушениях функционального состояния нервной и сердечно-сосудистой систем. У людей, работающих в зоне воздействия электрического и магнитного полей, электростатического поля, электромагнитных полей радиочастот, появляются раздражительность, головная боль, нарушение сна, снижение аппетита, нару-

										Лист
										102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

шение репродуктивной функции и др. Следствием воздействия вредных факторов могут явиться болезни глаз или лейкемия (белокровие).

14.3 Меры безопасности при обслуживании электроустановок

Работы в электроустановках в отношении мер безопасности подразделяются на следующие категории:

- 1) со снятием напряжения;
- 2) без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них;
- 3) без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

При одновременной работе в электроустановках напряжением до и выше 1000 В категории работ определяются применительно к электроустановкам напряжением выше 1000 В.

К работам, выполняемым со снятием напряжения, относятся работы, которые производятся в электроустановке (или части ее), в которой со всех токоведущих частей снято напряжение и вход в помещение соседней электроустановки, находящейся под напряжением, заперт.

К работам, выполняемым без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, относятся работы, производимые непосредственно на этих частях.

В электроустановках напряжением выше 1000 В, а также на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) напряжением до 1000 В к этим же работам относятся работы, выполняемые на расстояниях от токоведущих частей меньше чем: до 1000 В на ВЛ - 0,6 м от людей и применяемых ими инструментов, от временных ограждений и 1 м от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положениях, от строп грузозахватных приспособлений и грузов до 1000 В в РУ без прикосновения не нормируется; 3 -35 кВ -0,6 м от людей и 1 м от механизмов; 60 - 110 кВ -1 м от людей и 1,5 м от механизмов, 220 кВ – 2 м от людей и 2,5м от механизмов.

Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны выполнять не менее чем 2 лица, из которых производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные - не ниже III.

Работой без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, считается работа, при которой исключено случайное приближение работающих людей и используемых ими ремонтной оснастки и инструмента к токоведущим частям на расстояние меньше указанного в предыдущем пункте и не требуется принятие технических или организационных мер (например, непрерывного надзора) для предотвращения такого приближения.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны производиться с применением средств защиты для изоляции человека от токоведущих частей либо

									Лист
									103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

от земли. При изоляции человека от земли работы должны осуществляться в соответствии со специальными инструкциями или технологическими картами, в которых предусмотрены необходимые меры безопасности.

При работе в электроустановках напряжением выше 1000 В без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них необходимо:

1) оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

2) работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом коврике;

3) применять инструмент с изолирующими рукоятками (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень), при отсутствии такого инструмента пользоваться диэлектрическими перчатками.

При производстве работ без снятия напряжения на токоведущих частях с помощью изолирующих средств защиты необходимо:

1) держать изолирующие части средств защиты за ручки-захваты до ограничительного кольца;

2) располагать изолирующие части средств защиты так, чтобы не возникла опасность перекрытия по поверхности изоляции между токоведущими частями двух фаз или замыкания на землю;

3) пользоваться только сухими и чистыми изолирующими частями средств защиты с неповрежденным лаковым покрытием.

При обнаружении нарушения лакового покрытия или других неисправностей изолирующих частей средств защиты пользование ими должно быть немедленно прекращено.

При работе с применением электроразличительных средств (изолирующие штанги и клещи, электроизмерительные клещи, указатели напряжения) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

Без применения электроразличительных средств запрещается прикасаться к изоляторам электроустановки, находящейся под напряжением.

При производстве работ около неогражденных токоведущих частей запрещается располагаться так, чтобы эти части находились сзади или с обеих боковых сторон.

Применяемые для ремонтных работ подмости и лестницы должны иметь гладкую обструганную поверхность, окрашивать лестницы красками запрещается.

Лестницы после изготовления или ремонта испытываются статистической нагрузкой в 1500 Н (150 кгс) и затем в процессе эксплуатации нагрузкой в 1200 Н (120 кгс). При испытании указанный груз прикладывают на 2 мин. к одной из ступеней в середине пролета лестницы, установленной под углом 75 градусов к горизонтальной плоскости. Срок испытания лестниц зависит от условий их использования, но реже 1 раз в год. Перед работой необходимо проверить исправность лестницы. Работать на неисправной лестнице (стремянке)

										Лист
										104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ					

запрещается. Ступени деревянных лестниц и стремянок должны быть прочно вставлены в выдолбленные отверстия в тетивах. Расстояние между ступенями не должно превышать 0,4 м. Тетивы должны скрепляться стяжными болтами не реже чем через 2 м, а также под верхней и нижней ступенями. Применять лестницы и стремянки со ступенями, нашитыми гвоздями, без их предварительной врезки запрещается. Нижние концы приставных лестниц должны иметь упоры в виде острых вставных наконечников при установке на грунте или резиновые наконечники при установке на полу, асфальте и т.п.

Общая длина приставной деревянной лестницы не должна превышать 5 м. Приставная лестница должна быть снабжена устройством, предотвращающим возможность сдвига. На нижних концах приставной лестницы должны быть оковки с острыми металлическими наконечниками для установки на грунте, а при использовании лестниц на гладких поверхностях (паркет, металл, бетоне и т.д.) на них должны быть надеты резиновые наконечники.

Приставная лестница должна верхними концами надежно опираться на прочную опору.

Верхние концы лестниц, приставляемых к трубам или проводам, должны быть снабжены специальными крюками - захватами, предотвращающими падение лестницы от действия ветра и случайных толчков.

У подвесных лестниц, применяемых для работы на конструкциях и проводах, должны быть приспособления, обеспечивающие их прочное закрепление.

Сращивание деревянных приставных лестниц допускается только путем прочного соединения их металлическими хомутами, накладками с болтами и т.п. Сращивание более двух деревянных приставных лестниц запрещается.

При обслуживании, а также ремонтах электроустановок применение металлических лестниц запрещается. Работу с использованием лестниц выполняют два лица, одно из которых находится внизу и страхует второе.

Работа с ящиков и других посторонних предметов запрещается.

Работы на ВЛ, связанные с прикосновением к проводу, опущенному с опоры вплоть до земли, должны производиться с применением электрозащитных средств (перчатки, штанги) или с металлической площадки, соединенной для выравнивания потенциала проводником с этим проводом. Допускается производство работ с земли без применения электрозащитных средств при условии наложения заземления на провод в непосредственной близости к каждому месту прикосновения, но не далее 3 м от работающих людей.

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ, на вводах и коммутационной аппаратуре, непосредственно подсоединенной к воздушным линиям.

Во время тумана и дождя запрещаются работы, требующие применения защитных изолирующих средств.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения с электроустановки оно может быть подано вновь без предупреждения.

									Лист
									105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДП-13.03.02.07 ПЗ				

Установка и снятие предохранителей, как правило, производятся при снятом напряжении. Под напряжением, но без нагрузки, запрещается снимать и устанавливать предохранители на присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты

Под напряжением, и под нагрузкой допускается снимать и устанавливать предохранители трансформаторов напряжения и предохранители закрытого типа в электроустановках напряжением до 1000 В.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

1) в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующими клещами, диэлектрическими перчатками и защитными очками (маской);

2) в электроустановках напряжением до 1000 В изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками, а при наличии открытых плавких вставок и защитными очками (маской).

24. В электроустановках до 1000 В переменного тока с изолированной нейтралью в качестве защитной меры должно быть выполнено заземление или защитное отключение.

К частям, подлежащим заземлению, относятся:

1) корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п.;

2) каркасы распределительных щитов, пультов управления, осветительных и силовых шкафов;

3) металлические конструкции распределительных щитов;

4) металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном 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. Был произведен расчёт токов короткого замыкания и выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения. А также был произведен расчет токов уставок блока релейной защиты, параметров молниеотводов и заземления ГПП.

В результате проведенных расчетов была разработана система электроснабжения завода по ремонту маломерных судов, отвечающая всем необходимым требованиям по качеству и надежности электроснабжения.

					ДП-13.03.02.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

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. Корнеева, 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 укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», Москва, 2012 - 71 стр.
- 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 УКРМ-10,5-450-150р-У1// Электротехнический завод «СлавЭнерго», – Режим доступа: <http://slavenergo.ru/>
- 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 Выключатель высоковольтный вакуумный ВВН–СЭЦ–35. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 11 Разъединитель РГПЗ–СЭЦ–35/1000–УХЛ1. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 12 КРУ–СЭЦ–63. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 13 Вакуумные высоковольтные выключатели ВВУ–СЭЦ–10–20/1600. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 14 Вакуумные высоковольтные выключатели ВВУ–СЭЦ–10–20/630. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 15 Трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–35. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>
- 16 Трансформаторы тока ТВЛ–СЭЦ–10. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

17 Трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ-10. // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

18 Трансформаторы напряжения НАЛИ–35 // ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

19 Трансформаторы напряжения НАЛИ-10// ЗАО «Электрощит Самара ». – Самара , 2016. – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru/>

20 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.: Энергаториздат, 1989. – 608 с.

21 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.

22 Стальные порталы ОРУ ПС-35Я2//ООО “ПРО-Инжиниринг”, режим доступа: http://www.ezhbi.com/goods/26827632-stalnuye_portaly_oru_ps_35ya2_seriya_3_407_2_162

23 Линейные подвесные полимерные изоляторы для ВЛЭП 35 кВ ЛК 70/35-3 УХЛ1// АО “АИЗ” «Арматурно-изоляторный завод». – Московская область, г.Лыткарино, 2016. – Режим доступа: <http://www.insulators.ru>

24 Опорный стержневой полимерный изолятор ОСК2—10—А—4УХЛ1 // ЗАО “ЗЕТО” «Завод электротехнического оборудования». – Московская область, г.Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

25 Проходной изолятор ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1//Уралэнерго. – Режим доступа: <http://uralen.ru/catalog/izol/group-36/459.html>

26 АО “ТК” «Таврида Электрик». – Москва, 2016. – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru/>

27 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

28. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: Метод. указания по курсовому и дипломному проектированию / Сост. С. А. Тимофеев. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 50 с.

29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

30. Блок релейной защиты Sepam 80. - Режим доступа: <http://www.rza.by/catalog/sepam/sepam-series-80.htm>

										Лист
										109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт токов КЗ в программе MatchCAD

Выбор базисных условий

$$S_6 := 100 \text{ МВ}\cdot\text{А} \quad U_{61} := 38.5 \text{ кВ} \quad U_{62} := 10.5 \quad U_{63} := 0.4 \quad S_K := 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

Расчет базисных токов

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = 1.5 \quad I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 5.499 \quad I_{63} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = 144.338$$

Определение параметров схемы замещения ЭС

Энергосистема;

$$x_{GS} := \frac{S_6}{S_K} = 0.1$$

Трансформаторы Т1, Т2, Т3:

Мощности трансформаторов, МВ*А:

$$S_{НОМ1} := 63 \quad u_{КВН_СН} := 11 \quad u_{КВН_НН} := 35 \quad u_{КСН_НН} := 22$$

$$S_{НОМ2} := 16 \quad u_{К2} := 8$$

$$S_{НОМ3} := 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad u_{К3} := 5.5 \quad \Delta p_{К3} := 12.2$$

$$x_B := \frac{1}{200} \cdot (u_{КВН_СН} + u_{КВН_НН} - u_{КСН_НН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ1}} = 0.19$$

$$x_H := \frac{1}{200} \cdot (u_{КВН_НН} + u_{КСН_НН} - u_{КВН_СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ1}} = 0.365$$

$$x_{T1} := x_B + x_H = 0.556$$

$$x_{T2} := \frac{u_{К2} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ2}} = 0.5$$

$$r_{T3} := \frac{\Delta p_{К3} \cdot U_{63}^2 \cdot 10^6}{S_{НОМ3}^2} = 1.952 \quad x_{T3} := \sqrt{\left(\frac{u_{К3}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta p_{К3}}{S_{НОМ3}}\right)^2} \cdot \frac{U_{63}^2 \cdot 10^6}{S_{НОМ3}} = 8.581$$

Линии

Воздушная линия 35 кВ (W1):

$$r_{01} := 0.306 \text{ Ом/км} \quad x_{01} := 0.421 \quad l_1 := 8.2$$

Кабельные линии 10 кВ (W2 W3):

$$r_{02} := 0.443 \quad x_{02} := 0.086 \quad l_2 := 0.0959$$

$$r_{03} := 0.326 \quad x_{03} := 0.085 \quad l_3 := 0.046$$

$$x_{w1} := \frac{x_{01} \cdot S_6 \cdot l_1}{(U_{61})^2} = 0.233 \quad r_{w1} := \frac{r_{01} \cdot S_6 \cdot l_1}{(U_{61})^2} = 0.169$$

$$x_{w2} := \frac{x_{02} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{62})^2} = 7.481 \times 10^{-3} \quad r_{w2} := \frac{r_{02} \cdot S_6 \cdot l_2}{(U_{62})^2} = 0.039$$

$$x_{w3} := \frac{x_{03} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{62})^2} = 3.546 \times 10^{-3} \quad r_{w3} := \frac{r_{03} \cdot S_6 \cdot l_3}{(U_{62})^2} = 0.014$$

Синхронные двигатели

$$n_{дв} := 4 \quad x''_d := 0.2 \quad S_{номСД} := 3.528 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$x_{дв} := x''_d \cdot \frac{S_6}{S_{номСД} \cdot n_{дв}} = 1.417$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 1} := x_{GS} + x_{T1} + x_{w1} = 0.523$$

$$r_{\Sigma 1} := r_{w1} = 0.169$$

$$Z_{\Sigma}(r, x) := \begin{cases} \sqrt{r^2 + x^2} & \text{if } r > \frac{x}{3} \\ x & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 1} := Z_{\Sigma}(r_{\Sigma 1}, x_{\Sigma 1}) = 0.523$$

Определяем ток КЗ в точке К1:

$$I_{кзК1} := \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma 1}} = 1.688 \quad \text{кА}$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К2 от системы и от СД:

$$x_{GS\Sigma 2} := x_{GS} + x_{T1} + x_{w1} + x_{T2} = 1.388 \quad x_{CD\Sigma 2} := x_{дв} + x_{w2} = 1.425$$

$$r_{GS\Sigma 2} := r_{w1} = 0.169 \quad r_{CD\Sigma 2} := r_{w2} = 0.039$$

$$Z_{\Sigma}(r, x) := \begin{cases} \sqrt{r^2 + x^2} & \text{if } r > \frac{x}{3} \\ x & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{GS\Sigma 2} := Z_{\Sigma}(r_{GS\Sigma 2}, x_{GS\Sigma 2}) = 1.388 \quad Z_{CD\Sigma 2} := Z_{\Sigma}(r_{CD\Sigma 2}, x_{CD\Sigma 2}) = 1.425$$

Определяем ток КЗ в точке К2:

$$I_{кзGСК2} := \frac{I_{62}}{Z_{GS\Sigma 2}} = 3.96 \quad \text{кА} \quad I_{кзCDК2} := \frac{I_{62}}{Z_{CD\Sigma 2}} = 3.859$$

Суммарный ток КЗ в точке К2

$$I_{кзК2} := I_{кзGСК2} + I_{кзCDК2} = 7.82$$

Определяем суммарное сопротивление со стороны системы и со стороны СД до точки К3:

$$x_{GS\Sigma 3} := x_{GS\Sigma 2} + x_{w2} = 1.396 \quad x_{CD\Sigma 3} := x_{дв} = 1.417$$

$$r_{GS\Sigma 3} := r_{GS\Sigma 2} + r_{w2} = 0.208 \quad r_{CD\Sigma 3} := 0$$

$$Z_{\Sigma}(r, x) := \begin{cases} \sqrt{r^2 + x^2} & \text{if } r > \frac{x}{3} \\ x & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{GS\Sigma 3} := Z_{\Sigma}(r_{GS\Sigma 3}, x_{GS\Sigma 3}) = 1.396 \quad Z_{CD\Sigma 3} := Z_{\Sigma}(r_{CD\Sigma 3}, x_{CD\Sigma 3}) = 1.417$$

Суммарное реактивное сопротивление до точки К5:

$$x_{\Sigma 5} := x_{\text{рез}0.4} + x_{T3} = 9.718 \quad \text{мОм}$$

Суммарное активное сопротивление до точки К5
(учитываем переходные сопротивления контактов)

$$r_{\text{конт}} := 15 \quad \text{мОм}$$

$$r_{\Sigma 5} := r_{T3} + r_{\text{конт}} = 16.952 \quad \text{мОм}$$

Определяем ток КЗ в точке К5:

$$I_{\text{кзК5}} := \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma 5}^2 + r_{\Sigma 5}^2}} = 11.819 \quad \text{кА}$$

Значение $K_{уд}$ определяется по кривой $K_{уд}=f(x/r)$ А.А. Федоров стр.143:

$$T_{a5} := \frac{x_{\Sigma 5}}{r_{\Sigma 5}} = 0.573 \quad k_{уд5} := 1.6$$

Ударный ток в точке К5:

$$i_{уд5} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК5}} \cdot k_{уд5} = 26.743$$

Определяем ударные коэффициенты и токи:

Так как при расчете токов КЗ в точках К2, К3, К4 не учитывалось активное сопротивление, принимаем $K_{уд}=1,8$ [1; с.33; табл.3.3]

Точка К1:

$$T_{a1} := \frac{x_{\Sigma 1}}{r_{\Sigma 1}} = 5.248 \quad k_{уд1} := 1.8$$

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК1}} \cdot k_{уд1} = 4.297$$

Точка К2:

$$k_{уд2} := 1.8$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК2}} \cdot k_{уд2} = 19.906$$

Точка К3:

$$k_{уд3} := 1.8$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК3}} \cdot k_{уд3} = 19.903$$

Точка К4:

$$k_{уд4} := 1.8$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК4}} \cdot k_{уд4} = 19.696$$

Точка К5:

$$T_{a5} := \frac{x_{\Sigma 5}}{r_{\Sigma 5}} = 0.573 \quad k_{уд5} := 1.6$$

$$i_{уд5} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{кзК5}} \cdot k_{уд5} = 26.743$$