

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

Факультет электротехнический

Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Голощапов С.С.

2019 г.

Электроснабжение филиала «Уральского Гранитного Щебеночного Завода»

в г. Миассе

(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2019.545.00.00 ПЗ ВКР

Автор ВКР

студент группы МиЭт-545

подпись / Бирюков Д.С.
ФИО

2019 г.

Руководитель работы

к.т.н., доцент

должность

подпись / Коровин Ю.В.
ФИО

2019 г.

Консультант

Директор ООО «УГЦЗ»

должность

подпись / Секерин А.Л.
ФИО

2019 г.

Нормоконтроль

к.т.н., профессор

должность

подпись / Четошникова Л.М.
ФИО

2019 г.

АННОТАЦИЯ

Бирюков Д.С. Электроснабжение ООО
«Уральский гранитный щебёночный завод»
Миасс: ЮУрГУ, МиЭт-545. 2019 г., 72 листов, 30
таблиц, 12 рисунков. Библиография литературы –
14 наименований. 4 листа чертежей формата А1.

В данной выпускной квалификационной работе разработана система электроснабжения ООО «Уральский гранитный щебёночный завод». Предложенная система позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии.

В ходе работы произведен расчет электрических нагрузок как цеха ремонтно- механического, так и всего предприятия. Выбраны трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций. Выбраны трансформаторы ГПП. Рассчитаны токи короткого замыкания, с учетом которых выбрано необходимое оборудование схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Произведена компенсация реактивной мощности. Изучены вопросы безопасности жизнедеятельности.

					<i>ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бирюков Д.С.</i>			Электроснабжение ООО «Уральский гранитный щебёночный завод»	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Коровин Ю.В.</i>					5	72
<i>Реценз.</i>						<i>Кафедра Автоматики</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Четошникова Л.М.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Четошникова Л.М.</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

	стр.
Технический паспорт проекта.....	5
Введение.....	7
1 Особенности электроснабжения горных предприятий.....	8
2 Расчёт электрических нагрузок.....	10
3 Построение картограмм электрических нагрузок.....	15
4 Выбор цеховых ТП.....	17
5 Выбор схем внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия...	21
5.1 Выбор схем внешнего электроснабжения предприятия.....	21
5.2 Выбор схем внутреннего электроснабжения предприятия.....	34
6 Расчет токов короткого замыкания.....	37
7 Выбор электрооборудования схем внутреннего электроснабжения.....	41
8 Компенсация реактивной мощности.....	48
8.1 Описание схемы электроснабжения.....	48
8.2 Определение удельной стоимости потерь реактивной мощности.....	49
8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельного источника.....	49
8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений.....	49
8.5 Определение реактивной мощности источника.....	50
8.6 Определение мощности высоковольтной БК.....	50
9 Расчет надежности электроснабжения узлов нагрузки с учетом трех отказов элементов системы.....	52
10 Расчет электрического освещения.....	59
11 Безопасность жизнедеятельности.....	63
11.1 Техника безопасности при обслуживании электроустановок на напряжении до 1000 В.....	64
11.2 Средства защиты от поражения электрическим током.....	66
Заключение.....	71
Библиографический список.....	72

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Завод ООО «Уральский гранитный щебёночный завод» расположен на Южном Урале в Миасском районе.

Сведения об установленной мощности, эффективное число электроприёмников и другие данные для электроприёмников напряжением до 1000 В приведены в табл. 1, в табл. 2 приведены данные для высоковольтных электроприёмников в табл. 3 приведены дополнительные данные.

Таблица 1 – Характеристики электроприёмников напряжением до 1000 В

№ цеха	Наименование цеха	Установленная мощность $P_{НОМ}$, электроприёмников напряжением 0,4 кВ	Эффективное число Электроприёмников	Коэффициент использования $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
1	Корпус крупного дробления	830	11	0,6	0,75
2	Участок рудоподготовки	2500	15	0,67	0,76
3	Участок окончательной доводки	1700	16	0,65	0,8
4	Лаборатория	410	25	0,35	0,65
5	Склад	18	8	0,25	0,5
6	Административно-бытовой комплекс	175	22	0,4	0,7
7	Проходная	18	6	0,3	0,7
8	Ремонтно-механический цех	–	–	–	–

Таблица 2 – Характеристики электроприёмников напряжением свыше 1000 В

№ цеха	Наименование цеха	Вид электроприёмника	Установленная мощность $P_{НОМ}$, кВт	Количество	Коэффициент использования $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
1	Корпус крупного дробления	Асинхронные двигатели (дробилки)	650	4	0,75	0,8
2	Участок рудоподготовки	Асинхронные двигатели	650	3	0,75	0,8
3	Участок оконч. доводки	Асинхронные двигатели	500	3	0,75	0,8

Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист 7
------	------	----------	---------	------	-------------------------------------	-----------

Таблица 3 – Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		2
Наивысшая температура	Окружающего воздуха, °С	32
	Почвы (на глубине 0,7 м)	15,5
Коррозийная активность грунта предприятия		сред.
Блуждающие токи в грунте		нет
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		нет

ВВЕДЕНИЕ

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

В энергетической программе России сформулированы важнейшие задачи развития промышленности путем всемирной интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня проектно-конструкторских разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии и при ее передаче, распределении и потреблении.

Развивается и усложняется структура систем электроснабжения, возрастают требования к экономичности и надежности их работы в сочетании с изменяющейся структурой их характером потребителей электроэнергии. Широко внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной также характерно для современного развития систем электроснабжения.

То есть важнейшие задачи, решаемые энергетиками и энергостроителями, состоят в непрерывном увеличении объемов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов и реконструкции старых, уменьшении удельных капиталовложений, в сокращении удельных расходов топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии и т. д.

Темой дипломного проекта является электроснабжение горного предприятия. Со временем горные предприятия оснащены высокоэффективными механизированными комплексами для прохождения и добычи полезных ископаемых, роторными экскаваторами, бурильными установками, мощными транспортными средствами, стационарными установками, средствами автоматики, телемеханики, вычислительной техники. Специально для добывающей промышленности выпускают комплектные распределительные устройства, передвижные трансформаторные подстанции, магнитные станции управления и защиты, электродвигатели любой мощности переменного и постоянного тока, устройства компенсации реактивной мощности, различного рода кабели, осветительную технику, средства сигнализации, связи и диспетчерского управления производством.

1 ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Первое промышленное внедрение электроэнергии на горных предприятиях для сигнализации, связи и стационарного освещения относится к 80–90-

					<i>ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

мгг. 19в. Вместе с тем, только на базе электрификации стало возможным повысить уровень энергооборужённости горных машин, необходимый для эффективного ведения горных работ. В 1885–1906 гг. в Германии составляются правила изготовления взрывозащищённого электрооборудования (сохранившиеся в своей основе и ставшие прототипом современных правил), начинается его применение на газовых шахтах. Нарубеже веков в горных машинах преимущественно использовался электропривод постоянного тока. Начало 20 века характеризуется применением электропривода на основе трёхфазного переменного тока. В этот период созданы электродвигатели, пусковая аппаратура, кабели. В 20-40-

егг. создаётся более совершенная пусковая аппаратура, внедряется дистанционное управление. В 50-

х гг. происходит коренной техникой переворот в электроснабжении горных предприятий: выпускаются взрывобезопасные трансформаторы, высоковольтные выключатели с безмасляным гашением дуги, пускатели с искробезопасными цепями управления. Рост мощности горного оборудования вызвал необходимость перехода на более высоконапряжение, внедрения передвижных подстанций, негорючих экранированных кабелей, переключательных пунктов, системы опережающего отключения и автоматической газовой защиты.

Подсистемой внешнего электроснабжения горных предприятий понимают комплекс технических устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от источника питания до приёмных подстанций горного предприятия, включающих подстанции глубоководов (ПГВ) и ЛЭП, а от них до ГПП. Вводная ПГВ может осуществляться на напряжении 35, 110, 150, 220 кВ, а на ГПП (в зависимости от условий) – от 6 до 220 кВ. По характеру ущерба, который может быть нанесён горному предприятию из-

за перерывов в электроснабжении, все потребители электроэнергии делятся на 3 категории (I, II, III). Электроснабжение горных предприятий осуществляют не менее чем по двум линиям от двух независимых источников питания (независимо от величины напряжения). Все питающие ЛЭП должны находиться под нагрузкой.

В настоящее время питание электроэнергией открытых горных работ производится от районных подстанций энергосистемы напряжением 6–10 кВ. При значительной удалённости горных работ от районной подстанции электроснабжение рудника производится глубоководом напряжением 35 кВ. В отдельных случаях, когда рудник находится на трассе кольца энергосистемы, питание может производиться от подстанции транзитом электроэнергии 110 кВ.

В зависимости от размеров конфигурации открытых горных работ (карьеров), мощности и числа потребителей (экскаваторов, буровых станков, передвижных компрессоров и т. д.) электроснабжение карьеров может осуществляться по различным схемам.

Питание потребителей карьера осуществляется от магистральных линий через специальные зажимы и переносно-передвижные переключательные пункты. Питание экскаваторов высокого напряжения производится непосредственно от переключательного пункта.

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определенную специфику имеет электроснабжение горных предприятий приоткрытых разработках. Современные карьеры – полностью электрифицированные горные предприятия установленной мощностью до нескольких десятков МВА. Характерная особенность – расположение карьерных электроустановок на значительной площади. Экскаваторы, буровые станки непрерывно или периодически перемещаются, эксплуатируются на открытом воздухе, в запылённой среде, подвергаясь значительным механическим воздействиям при взрывах, передвижениях и т. п. Электроприёмники питаются напряжением 6–

10 кВ и 0,4 кВ. Основные элементы системы электроснабжения карьера: одна или несколько ГПП, ЦПП, карьерные линии ЛЭП, карьерные распределительные пункты КРП, передвижные УТП, переключательные пункты ПП и передвижные пункты защиты. Схемы распределительных сетей карьера подразделяют на радиальные, магистральные и комбинированные. В зависимости от расположения ЛЭП относительно фронта работ их разделяют на продольные и поперечные.

Питание нескольких потребителей или РП в первом случае осуществляется по боковой линии, располагаемой за пределами рабочих горизонтов. Передвижные приёмники питаются от воздушных ЛЭП гибкими кабелями через стационарные или передвижные ПП, которые располагаются через 200–

300 м. Напряжение 0,4 кВ подаётся от ПКТП, для освещения – через общий или местный осветительный трансформатор. При поперечной схеме электроприёмники и ТП карьера питаются через ПП от поперечных линий, соединённых со стационарными ЛЭП, проложенными вдоль бортов карьера в направлении разработки месторождения. Комбинированная схема карьера представляет собой открытую бортовую кольцевую систему с воздушными и кабельными ЛЭП, проложенными в продольном и поперечном направлениях по отношению к фронту работ. Такая схема может иметь одностороннее или двустороннее питание с включением ЛЭП на параллельную работу.

					<i>ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ГРУППЕ ЦЕХОВЩЕБЕНОЧНОГО ЗАВОДА

2.1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО РМЦ

Расчёт электрических нагрузок производим по усовершенствованному методу у порядоченных диаграмм, согласно которому на II уровне СЭС расчетные мощности определяем по формулам:

$$P_P = k_{PA} \cdot P_{CP}, \quad (2.1)$$

где k_{PA} – расчетный коэффициент по активной мощности, его значение берём из справочника [4];

$$q_P = k_{PP} \cdot Q_{CP}, \quad (2.2)$$

где k_{PP} – расчетный коэффициент реактивной мощности, определяется по формуле:

$$k_{PP} = \frac{1}{1 + 6 \cdot \sqrt{n_{\text{Э}}}}, \quad (2.3)$$

где $n_{\text{Э}}$ – эффективное число электроприемников, определяется по формуле:

$$n_{\text{Э}} = \frac{\left[\sum_1^n P_{\text{НОМ}i} \right]^2}{\sum P_{\text{НОМ}i}^2}. \quad (2.4)$$

Средние активная и реактивная нагрузки изана наиболее загруженную смену для каждого электроприемника или подгруппы отдельных электроприемников определяют по формулам:

$$P_{CP} = k_{IA} \cdot P_{НОМ}; \quad (2.5)$$

$$Q_{CP} = P_{CP} \cdot \text{tg } \phi. \quad (2.6)$$

где k_{IA} – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности изана наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных электроприемников приводится в электрических справочниках.

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников, находится по выражению:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (2.7)$$

Расчетный ток, определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.8)$$

где U_H – номинальное напряжение цеховой сети, $U_H = 0,4 \text{ кВ}$;

Групповой коэффициент использования по активной мощности и групповой $\text{tg} \varphi$, определяем по формулам:

$$K_{\text{ИА}} = \frac{P_{\text{СР}\Sigma}}{P_{\text{НОМ}\Sigma}}; \quad (2.9)$$

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{СР}\Sigma}}{P_{\text{СР}\Sigma}}. \quad (2.10)$$

Результаты расчётов вносим в типовую таблицу 4:

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Таблица 4 – Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

№	Исходные данные					Расчетные величины					Расчетные мощности					
	По заданию технологов		Справочные			Средняя нагрузка		К _{ра}	n _{эф} ЭП	К _{ра}	P _p , кВт	Q _p , кВА	S _p , КВА	I _p , А		
	Кол-во ЭП на уч-ке	Рном прив. к дл.реж. ПВ=100% одного	Киа	cos(φ)	tg(φ)	Рс=Киа* Рном, кВт	Qс=Киа* Рн*tg(φ), кВар								n*P ² ном, кВт	
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	Вентилятор	3	7,5	22,5	0,8	0,7	1,02	18	18,3637	168,75						
2	Станок токарно-винторезный	3	4,1	12,3	0,12	0,4	2,291	1,476	3,38194	50,43						
3	Кран-балка	2	2,2	4,4	0,2	0,5	1,732	0,88	1,5242	9,68						
4	Станок горизонтально-фрезерный	2	5,5	11	0,12	0,4	2,291	1,32	3,0245	60,5						
5	Станок профиле-шлифовальный	2	1,6	3,2	0,12	0,4	2,291	0,384	0,87985	5,12						
6	Ножовка механическая	2	1,8	3,6	0,12	0,4	2,291	0,432	0,98984	6,48						
7	Станок профиле-шлифовальный	2	3,3	6,6	0,12	0,4	2,291	0,792	1,8147	21,78						
8	Станок настольно-сверлильный	2	0,6	1,2	0,12	0,4	2,291	0,144	0,32995	0,72						
9	Станок резьбо-шлифовальный	2	7,5	15	0,12	0,4	2,291	1,8	4,12432	112,5						
10	Станок вертикально сверлильный	2	1,6	3,2	0,12	0,4	2,291	0,384	0,87985	5,12						
11	Станок поперечно-строгальный	1	3,1	3,1	0,12	0,4	2,291	0,372	0,85236	9,61						
12	Кондиционер	3	10	30	0,8	0,8	0,75	24	18	300						
13	Станок плоско-шлифовальный	2	3,6	7,2	0,12	0,4	2,291	0,864	1,97967	25,92						
14	Станок широкоуниверсальный	2	7,5	15	0,12	0,4	2,291	1,8	4,12432	112,5						
15	Станок вертикально-фрезерный	2	7,5	15	0,12	0,4	2,291	1,8	4,12432	112,5						
Итого по цеху		32		153,3	0,355	0,646	1,183	54,448	64,3935	1001,61	23,46	1,3	70,782	66,6	97,19529	148

2.2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПРЕДПРИЯТИЮ

В начале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ в остальных цехах также, как и для электроремонтного цеха.

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p.осв}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв} = 0,01 \dots 0,025 \text{ кВт/м}^2$ $P_{уд.осв} = f(\text{тип светильника, высота подвеса, норма освещенности, окраска стен и т.д.})$; и коэффициентом спроса на освещение $K_{с.осв}$ его значение берём из справочника [4].

$$P_{p.осв} = P_{уд.осв} \cdot F_{ц} \cdot K_{с.осв}, \quad (2.11)$$

где $F_{ц}$ – площадь производственной поверхности пола цеха [м^2]

Расчетная осветительная нагрузка $Q_{p.осв}$ цеха по реактивной мощности вычисляется по формуле:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \text{tg} \varphi_{осв}. \quad (2.12)$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $\text{tg} \varphi_{осв}$ зависит от типа установленных источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности.

После суммирования нагрузок P_p и $P_{p.осв}$ с учетом нагрузки Q_p находится полная расчетная низковольтная нагрузка цеха S_p :

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.осв})^2 + (Q_p + Q_{p.осв})^2}. \quad (2.13)$$

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности P_n , средние активные $P_{ср}$ и реактивные $Q_{ср}$ нагрузки и расчетные осветительные нагрузки $P_{p.осв}$.

Результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 5.

Далее находим расчётную высоковольтную нагрузку. Результаты расчёта нагрузок высоковольтных электроприёмников также сведены в таблицу 5.

Таблицу заканчивает строка «Итого по предприятию», в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в узлах трансформаторов для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схем внешнего электроснабжения.

Таблица 5 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов и подразделений предприятия и высоковольт. ЭП	Рном, кВт	пэ	ΣРном, кВт	Киа	cosφ	tgφ	Рср, кВт	Qср, кВАр	Кра	Рр, кВт	Qр, кВАр	F, м2	Руд.осв, кВт/м2	cosφ осв	tgφосв	Кс.осв	Рр.осв, кВт	Qр.осв, кВАр	Рр+Рр.о св, кВт	Qр+Qр.о св, кВАр	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Нагрузка 0,4 кВ																					
Корпус крупного дробления		11	830	0,6	0,75	0,88	498	439,2	0,85	423,3	373,3	5202	0,015	0,7	1,02	0,85	66,33	67,67	489,63	440,98	658,9
Участок Рудоподготовки		15	2500	0,67	0,76	0,86	1675	1432	0,8	1340	1146	32946	0,015	0,7	1,02	0,85	420,1	428,5	1760,1	1574,5	2302
Участок окон.двоводки		16	1700	0,65	0,8	0,75	1105	828,8	0,85	939,3	704,4	29478	0,015	0,7	1,02	0,85	375,8	383,4	1315,1	1087,9	1707
Лаборатория		25	410	0,35	0,65	1,17	143,5	167,8	1,03	147,8	172,8	4335	0,015	0,7	1,02	0,75	48,77	49,75	196,57	222,56	296,9
Склад		8	18	0,25	0,5	1,73	4,5	7,794	1,04	4,68	8,106	5202	0,015	0,7	1,02	0,75	58,52	59,7	63,203	67,811	92,7
Админ.бытовой комплекс		22	175	0,4	0,7	1,02	70	71,41	1,04	72,8	74,27	5200	0,01	0,8	0,75	0,75	39	29,25	111,8	103,52	152,4
Проходная		6	18	0,3	0,7	1,02	5,4	5,509	1,04	5,616	5,729	1734	0,01	0,8	0,75	0,75	13,01	9,754	18,621	15,483	24,22
РМЦ		23	153	0,35	0,64	1,2	53,55	64,29	1,3	69,62	83,58	9248	0,01	0,8	0,75	0,85	78,61	58,96	148,22	142,53	205,6
Освещение территории												133654	0,002	0,65	1,17	1	267,3	312,5			
Итого нагр. 0,4 кВ		126	5804				3555	3017		3003	2568	226999					1367	1400			
Нагрузка 10 кВ																					
Корпус крупного дробления	650	4	2600	0,75	0,85	0,62	1950	1209	1	1950	1209										
Участок Рудоподготовки	650	3	1950	0,8	0,85	0,62	1560	966,8	1	1560	966,8										
Участок окон.двоводки	500	3	1500	0,8	0,8	0,75	1200	900	1	1200	900										
Итого нагр. 10 кВ		10	6050				4710	3075		4710	3075										
Итого по предприятию			11854				8265	6092		7713	5643										

3 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При проектировании СЭС на генплан предприятия (первый лист графической части формата А1) наносятся все производственные цеха с картограммой нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещение на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами цехов, а площади кругов пропорциональны расчётным активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчётным реактивным нагрузкам электроприёмников напряжением до и свыше 1000 В электрического освещения. Радиус окружности определяется по выражению:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{P\Sigma i}}{\pi \cdot m}} \quad (3.1)$$

где m – масштаб площадей картограммы нагрузок, определяется по формуле:

$$m = \frac{P_{P_{\min}}}{\pi \cdot R_{\min}^2} \quad (3.2)$$

где $P_{P_{\min}}$ – наименьшая мощность среди цехов, в данном случае лаборатория;
 R_{\min} – наименьший радиус окружности (является равным 5 мм, т.к. при больших значениях окружности больших нагрузок выходят за пределы чертежа);

Углы секторов вычисляются по формуле:

$$\alpha_i = \frac{360^\circ}{P_{P\Sigma}} \cdot P_{Pi} \quad (3.3)$$

где i –

принимает значения низковольтной, высоковольтной или осветительной нагрузки;

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии, его координаты вычисляются по выражениям:

$$x_{\text{ц}} = \frac{\sum P_{P\Sigma i} \cdot x_i}{\sum P_{P\Sigma i}}; \quad (3.4)$$

$$y_{\text{ц}} = \frac{\sum P_{P\Sigma i} \cdot y_i}{\sum P_{P\Sigma i}} \quad (3.5)$$

где x_i и y_i – координаты соответствующих цехов.

Расчёты картограммы нагрузок сводим в таблицу:

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6 – Данные для построения картограммы нагрузок

№ п.п.	Наименование цехов	Рр, кВт	Рр.н/в, кВт	Рр.осв, кВт	Рр.в/в кВт	Х, м	У, м	R, мм	α _{нв}	α _{осв}	α _{в/в}
1	Корпус крупного дробления	2514,30	498	66,30	1950,00	204	85	59,00	71,30	9,49	279,20
2	Участок рудоподготовки	3655,10	1675	420,10	1560	214,2	282,2	71,14	164,97	41,38	153,65
3	Участок окончатальной доводки	2680,80	1105	375,80	1200	217	442	60,93	148,39	50,47	161,15
4	Лаборатория	192,30	143,5	48,77		40,8	170	16,32	268,64	91,30	
5	Склад	63,02	4,5	58,52		34	299,2	9,34	25,71	334,29	
6	Административно-бытовой комплекс	109,00	70	39,00		357	425	12,29	231,19	128,81	
7	Проходная	18,41	5,4	13,01		431,8	414,8	5,05	105,59	254,41	
8	Ремонтно-механический цех	132,16	53,55	78,61		189	680	13,53	145,87	214,13	
	Итого	9365,09	3554,95	1100,11	4710,00	209,22	280,35				

4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТП

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разработки схемы электроснабжения. Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприёмников, их категории и надёжности электроснабжения, от размеров площади на которой они размещены и т.п.

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}} \quad (4.1)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м²;

При определении плотности нагрузки ориентируемся на основной цех. Оптимальное число трансформаторов определяем по формуле:

$$N_T^{опт} = N_{T.min} + m. \quad (4.2)$$

Минимальное число трансформаторов при условии выбора качественно-минимальной мощности – экономически целесообразной единичной мощности трансформатора, соответствующей расчетной плотности нагрузки:

$$N_{T.min}^э = \frac{P_p}{K_{зт.доп} \cdot S_{эТ}} + \Delta N_T. \quad (4.3)$$

где $K_{зт.доп}$ –

допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме;

$S_{эТ}$ – экономически целесообразная мощность трансформатора;

ΔN_T – добавочный коэффициент до целого числа;

Минимальное число трансформаторов выбираем исходя из следующего условия: $\Delta N_T = \max(N_{T.min}^{НАД}; N_{T.min}^э)$.

Номинальная мощность трансформатора находится по выражению:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{P_p}{K_{зт.доп} \cdot N_T^{опт}}. \quad (4.4)$$

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы:

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot K_{зт.доп} \cdot S_{ном.Т})^2 - P_p^2}, \quad (4.5)$$

где n – число трансформаторов цеховой ТП;

Величина Q_{1P} является расчётной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов неравна ей:

$$Q_{1P} = \begin{cases} Q_{1P}, & \text{если } Q_{1P} \leq Q_P; \\ Q_P, & \text{если } Q_{1P} > Q_P; \end{cases} \quad (4.6)$$

При $Q_{1P} < Q_P$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть компенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низшего напряжения. Их мощность будет определяться:

$$Q_{КУ} = Q_P - Q_{1P}. \quad (4.7)$$

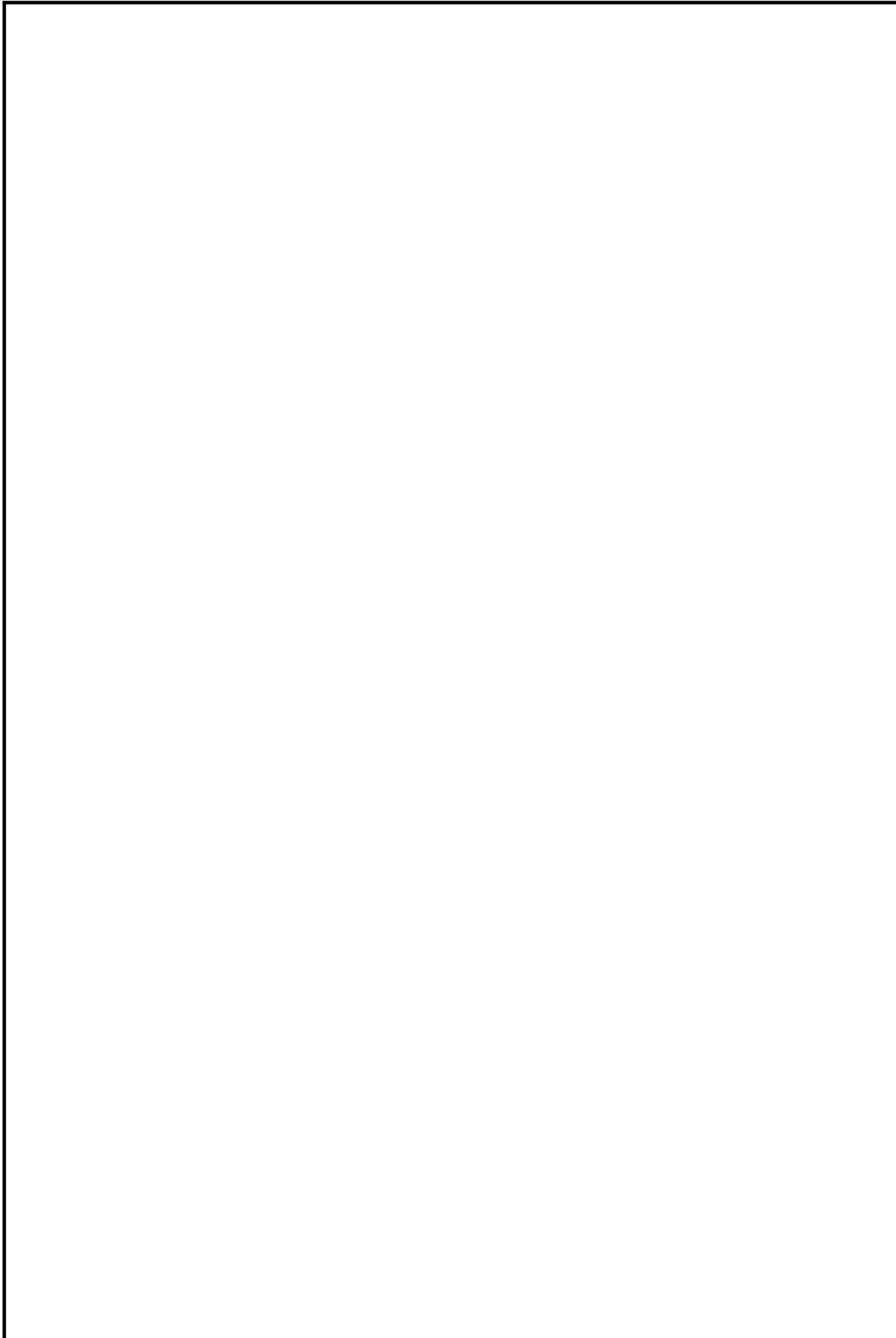
Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах будут определяться последующим выражением:

$$K_{ЗТ.норм} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_{1P}^2}}{N_T^{опт} \cdot S_{ном.Т}}; \quad (4.8)$$

$$K_{ЗТ.П/А} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_{1P}^2}}{(N_{Т.вз.рез} - 1) \cdot S_{ном.Т}} \cdot \frac{N_{Т.вз.рез}}{N_T^{опт}}, \quad (4.9)$$

где $N_{Т.вз.рез}$ — число взаимно резервированных трансформаторов.

Расчёты по выбору трансформаторов сводим в типовую таблицу 7:



					<i>ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>21</i>

Таблица 7 – Расчет цеховых ТП

№ цеха	Наименование цехов и подразделений	Категория надёжности	N _{тпн}	P _п , кВт	Q _п , кВт	S _п , кВт	F _п , м ²	σ, кВт/м ²	S _т	Тип тр-па	К _{злон}	N _{тпн} ε	ΔN _т	N _{тпн} min	m	N _т от	Shom, кВт	№ п/ст	Q _{тп} , кВт	Q ₁ , кВт	Q _{кв} , кВт	к _{зт} норм.	к _{зт} п/ав	
																								11
1	Корпус кр. дробления	2	2	489,63	440,98	658,9	5202	0,127																
7	Проходная	3	1	18,621	15,48	24,22	1734	0,014																
4	Лаборатория	3	1	196,57	226,56	296,9	4335	0,068																
1,7,4	Итого		2	704,82	683,02	980,02		0,209	1250	ТМ3	0,8	1	0,3	2	0	2	630	1	720,62	683,02	683,02	0,78	1,40	
2	Участок рудоподготовки	2	2	1760,1	1574,5	2362	32946	0,072																
6	Адм.быт. комплекс	3	1	111,8	103,52	152,4	5200	0,029																
2,6	Итого		2	1871,9	1678	2514,4		0,31	1600	ТМ3	0,8	2	0,54	2	0	2	1250	2	704,27	704,27	704,27	0,80	1,40	
3	Уча.окон.доводки	2	2	1315,1	1087,9	1707	29478	0,058																
5	Склад	3	1	63,203	67,811	92,7	5202	0,018																
8	ФМЦ	3	1	148,22	142,53	205,6	9248	0,022																
3,5,8	Итого		2	1526,5	1298,2	2005,3		0,098	1000	ТМ3	0,8	2	0,09	2	0	2	1000	3	479,30	479,30	479,30	0,80	1,40	

$$\Delta P_m = N \cdot (\Delta P_{xx} \cdot + K_{з.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (4.10)$$

где N – число ТП в цехе;

$K_{з.норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания;

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_m = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100\%} \cdot S_{н.т} + K_{з.норм}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot S_{н.т} \right), \quad (4.11)$$

где I_{xx} – ток холостого хода;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора;

Таблица 8 – Расчет потерь в цеховых ТП

№п/ст	Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	N _т ^{олг}	k _{з.норм.}	P _{xx} , кВт	P _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _{кз} , %	ΔP _{тр} , кВт	ΔQ _{тр} , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТМЗ	630	2	0,78	1,31	7,6	2	5,5	11,868	67,36
2	ТМЗ	1250	2	0,8	1,9	12,2	1,7	5,5	19,416	130,5
3	ТМЗ	1000	2	0,8	1,6	10,8	0,7	5,5	17,024	84,4
Итого									48,308	282,3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

5 ВЫБОРИ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО И ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 ВЫБОР СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Величина напряжения питания ГПП определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников В.

Из всех возможных вариантов электроснабжения нужно выбрать оптимальный. Для этого прежде всего следует найти величину рационального напряжения, которую можно оценить по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{PH}^{IV}} = 4,34 \cdot \sqrt{2 + 0,016 \cdot 8348} = 50,5 \text{ кВ}$$

где l – расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, [км].

$$P_{PH} = K_{OM} \cdot (P_{PH} + P_{P.B} + \Delta P_{T\Sigma}) + P_{P.OCB}, \quad (5.1)$$

где: P_{PH} – расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов предприятия, кВт;

$P_{P.B}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, кВт;

$P_{P.OCB}$ – расчетная активная нагрузка освещения цехов территории, кВт;

$\Delta P_{T\Sigma}$ –

суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт.

K_{OM} – коэффициент одновременности максимумов, равный 0,9

$$P_{PH} = 0,9 \cdot (3003 + 4710 + 43,308) + 1367 = 8348 \text{ кВт}$$

Для сравнения принимаем два варианта внешнего электроснабжения с напряжениями $U_1 = 35 \text{ кВ}$ и $U_2 = 110 \text{ кВ}$. Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится по формуле:

$$S_{P\Pi i} = \sqrt{P_{PH}^2 + Q_{ЭCi}^2}, \quad (5.2)$$

где $Q_{ЭCi}$ –

экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП. Рассчитывается по выражению:

$$Q_{ЭCi} = P_{PH} \cdot \text{tg} \varphi_i, \quad (5.3)$$

где $\text{tg} \varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности [5].

$$Q_{ЭC1} = 8348 \cdot 0,27 = 2253,9 \text{ квар}$$

$$Q_{ЭC2} = 8348 \cdot 0,31 = 2587,9 \text{ квар}$$

$$S_{P\Pi 1} = \sqrt{8348^2 + 2253,9^2} = 8646,9 \text{ кВА}$$

$$S_{P\Pi 2} = \sqrt{8348^2 + 2587,9^2} = 8739,9 \text{ кВА}$$

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Так как различие полных расчётных нагрузок $S_{рп1}$ и $S_{рп2}$ незначительно и практически не влияет на выбор мощности трансформатора, поэтому принимаем $S_{рп} = S_{рп2}$.
 На ГПП устанавливаем 2 трансформатора. Номинальная мощность каждого из них определяется из соотношений:

$$S_T = \frac{S_{рп}}{n \cdot K_{зт.норм}} = \frac{8739,9}{2 \cdot 0,7} = 6242,8 \text{ кВА}$$

$$S_{Ном.Т} \geq S_T$$

где n – число трансформаторов.

Вариант на напряжении 35 кВ выбираем 2 трансформатора ТДНС–10000/35, паспортные данные:

$$\Delta P_{ХХ} = 14,5 \text{ кВт}, \Delta P_{КЗ} = 65 \text{ кВт}, I_{ХХ} = 0,8\%, U_K = 7,5\%$$

$$K_{зт.норм} = 0,3, K_{зт.п/а} = 0,62$$

Вариант на напряжении 110 кВ выбираем 2 трансформатора ТДТН–10000/110, паспортные данные:

$$\Delta P_{ХХ} = 14 \text{ кВт}, \Delta P_{КЗ} = 58 \text{ кВт}, I_{ХХ} = 0,9\%, U_K = 10,5\%$$

$$K_{зт.норм} = 0,31, K_{зт.п/а} = 0,63$$

Сначала рассмотрим схему снабжения 35 кВ. При сравнении вариантов внешнего электроснабжения необходимо решить следующие вопросы:

- 1) Определить потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП;
- 2) Выбрать сечение ЛЭП и определить потери;
- 3) Рассчитать токи КЗ в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП;
- 4) Выбрать коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП;
- 5) Определить технико–экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения;

- 1) Определяем потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП;

Схема внешнего электроснабжения предприятия представлена на рисунке 1:

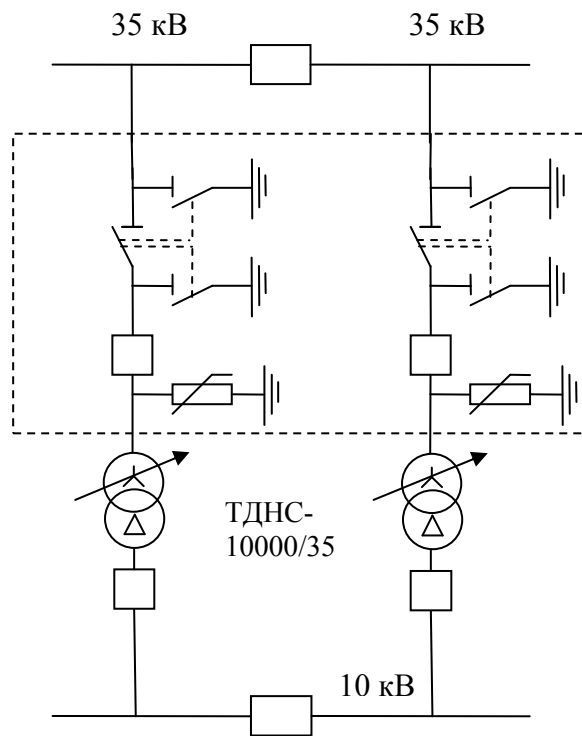


Рисунок 1-Схема внешнего электроснабжения на 35 кВ

Потери мощности в трансформаторах определяются:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{ЗТ.норм}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) = 2 \cdot (14,5 + 0,3^2 \cdot 65) = 40,7 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{Ном.Т} + K_{ЗТ.норм}^2 \cdot S_{Ном.Т} \cdot \frac{U_K}{100} \right) = \\ &= 2 \cdot \left(\frac{0,8}{100} \cdot 10000 + 0,3^2 \cdot 10000 \cdot \frac{7,5}{100} \right) = 295 \text{ квар} \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{ЗТ.норм}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau), \quad (5.4)$$

где T_T – годовое число часов работы предприятия;

τ – годовое число часов максимальных потерь, вычисляется по выражению:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_T = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ ч/год}$$

где T_M – годовое число часов использования полупикового максимума активной нагрузки [6].

$$\Delta A_T = 2 \cdot (14,5 \cdot 8760 + 0,3^2 \cdot 65 \cdot 3410) = 146968,5 \text{ кВт} \cdot \text{час/год}$$

2) Выберем сечение ЛЭП и определим потери:

Нагрузка на начало линии определяется по формуле:

$$S_{P.Л} = \sqrt{(P_{PH} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭС}^2}; \quad (5.5)$$

$$S_{P,Л} = \sqrt{(8338 + 40,7)^2 + 2253,9^2} = 8676,6 \text{квар}$$

Расчётный ток одной цепи линии напряжением 35кВ рассчитывается:

$$I_{P,Л} = \frac{S_{P,Л}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{8676,6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 71,5 \text{А}$$

Ток после аварийного режима определяется:

$$I_{П/А} = 2 \cdot I_{P,Л} = 2 \cdot 71,5 = 143 \text{А}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока:

$$F_{Э} = \frac{I_{P,Л}}{j_{Э}} = \frac{71,5}{0,9} = 79 \text{мм}^2$$

где $j_{Э}$ – нормированная плотность тока.

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС–70/11.

Данные провода:

$$I_{Д} = 265 \text{А}, r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,432 \text{ Ом/км}$$

Проверяем провод на нагрев после аварийного режима:

$$I_{Д} = 265 \text{А} > I_{П/А} = 143 \text{А}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta A_{Л} &= n \cdot (3 \cdot I_{P,Л}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 71,5^2 \cdot 0,428 \cdot 2 \cdot 3410) = \\ &= 89534 \text{ кВт} \cdot \text{час/год} \end{aligned}$$

3) Рассчитаем токи КЗ в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы на вводе ГПП.

Схема замещения для расчёта токов КЗ приведена на рисунке 2:

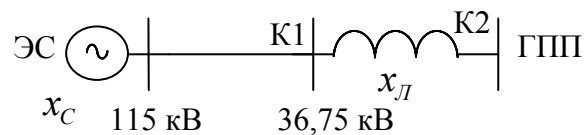


Рисунок 2 – Схема расчёта

Определяем параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания энергосистемы $S_C = 700 \text{МВА}$ и базисной мощности $S_B = 1000 \text{МВА}$ за базисное напряжение принимаем $U_B = 36,75 \text{кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах определяется по формуле:

$$x_{C*} = \frac{S_B}{S_C} = \frac{1000}{700} = 1,4$$

Сопротивление воздушной линии 35кВ рассчитывается по выражению:

$$x_{Л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2} = \frac{0,432 \cdot 2 \cdot 1000}{36,75^2} = 0,6$$

Определяем ток КЗ в точке К1:

$$I_{К1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{С*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 1,4} = 11,22 \text{кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К1 определяется:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,22 = 28,56 \text{кА}$$

где K_y – ударный коэффициент, $K_y = 1,8$

Определяем ток КЗ в точке К2:

$$I_{К2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{\Sigma}}, \quad (5.6)$$

где x_{Σ} – суммарное сопротивление, определяем по формуле:

$$x_{\Sigma} = x_{С*} + x_{Л*} = 1,4 + 0,6 = 2$$

$$I_{К2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,75 \cdot 2} = 7,9 \text{кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К2 определяется:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,9 = 20,1 \text{кА}$$

4) Выбрать коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы на вводе ГПП:

Выбор проверяется по параметрам:

– номинальному напряжению:

$$U_C \leq U_{НОМ}$$

– номинальному току:

$$I_{Раб.Утяж} \leq I_{НОМ}$$

где $I_{Раб.Утяж}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме, определяется по формуле:

$$I_{Раб.Утяж} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (5.7)$$

$$I_{Раб.Утяж} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{А}$$

– номинальному току электродинамической стойкости:

симметричному:

$$I_{ПО} \leq I_{ДИН}$$

асимметричному:

$$i_{уд.мах} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПО} \leq I_{дин.мах} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин}$$

–номинальному току отключения:

$$I_{ПО} \leq I_{отк}$$

–номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$W_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) \leq W_{K,доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (5.8)$$

$$W_K = 11,22^2 \cdot (0,01 + 0,55 + 0,05) = 76,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где t_3 – время действия релейной защиты;

t_B – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, для установок на напряжение выше 1000 В $T_a = 0,05 \text{ с}$.

Разъединители выбираются по номинальному напряжению ($U_C \leq U_{НОМ}$), номинальному длительному току ($I_{раб.утяж} \leq I_{НОМ}$), а в режиме короткого замыкания проверяются по электродинамической и термической стойкости.

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираются ограничители перенапряжений. Результаты выбора сведим в таблицу 9:

Таблица 9 – выбор и проверка аппаратов

Данные установки	Каталожные данные
Выключатель ВВЭ–35–20/1600У3	
$U_C = 35 \text{ кВ}$ $I_{раб.утяж} = 230,9 \text{ А}$ $I_{ПО} = 11,22 \text{ кА}$ $i_{уд.мах} = 28,56 \text{ кА}$ $I_{ПО} = 11,22 \text{ кА}$ $W_K = 76,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$ $I_{дин} = 20 \text{ кА}$ $i_{дин.мах} = 52 \text{ кА}$ $I_{отк} = 20 \text{ кА}$ $W_{K,доп} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РНДЗ–35/1000У1	
$U_C = 35 \text{ кВ}$ $I_{раб.утяж} = 230,9 \text{ А}$ $i_{уд.мах} = 28,56 \text{ кА}$ $W_K = 76,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$ $i_{дин.мах} = 63 \text{ кА}$ $W_{K,доп} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничитель перенапряжений ОПН–УУХЛ1	
$U_C = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$

5) Определим технико–экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения. Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$З = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{Э}}, \quad (5.9)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капиталовложений, определяются по формуле:

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{Oi}, \quad (5.10)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности, $E_H = 0,12$;

E_{Ai} – отчисления на амортизацию [7];

E_{Oi} – расходы на обслуживание [7];

K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов;

$C_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, вычисляется по формуле:

$$C_{\text{Э}} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C'_0, \quad (5.11)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по выражению:

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) = 1,02 \cdot \left(\frac{8825 \cdot 1}{3410} + 0,9 \right) = 3,6 \text{ руб./кВт} \cdot \text{час}$$

где α – основная ставка тарифа, [руб./кВт·год];

β – стоимость одного кВт·час электроэнергии, [руб./кВт·час];

δ – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 35 кВ $\delta = 1,02$ [2];

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям активной мощности.

Результаты расчётов экономических показателей сводятся в таблицу 10:

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	K, тыс. руб.	E, о.е.	C _Э		
							К·E, тыс. руб./год	ΔA, кВт·час/год	тыс. руб./год
1	Выключатель ВВЭ-35-20/1600УЗ	шт.	4	615,9	2463,6	0,165	406,5	–	–

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР				Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

2	Разъединитель РНДЗ–35/1000У1	полюс	18	42	756	0,165	124,7	–	–
3	Ограничитель перенапряжений ОПН–УУХЛ1	шт.	6	58,9	353,4	0,165	58,3	–	–
4	Трансформатор ТНДС–10000/35	шт.	2	2000	4000	0,165	660	146968,5	529
5	Двухцепная ВЛ35кВ F=70мм ²	км.	2	1390	2780	0,165	458,7	89534	322
Итого:					10353		1708,2	236502,5	851

Таблица 10–экономические показатели для варианта 35кВ

Далее рассмотрим схему с напряжением 110кВ:

1) Определяем потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Схема внешнего электроснабжения предприятия представлена на рисунке 3:

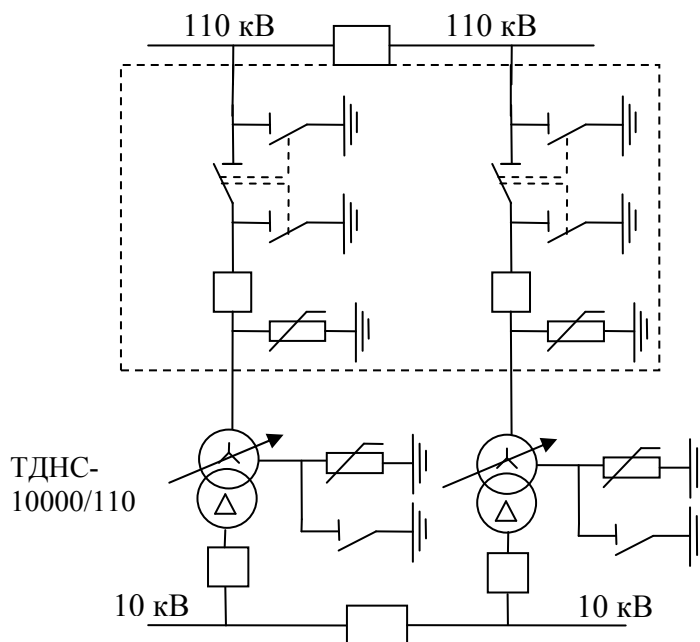


Рисунок 3—Схема внешнего электроснабжения на 110 кВ

Потери мощности в трансформаторах определяются:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{ЗТ.норм}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) = 2 \cdot (14 + 0,31^2 \cdot 58) = 39,1 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{Ном.Т} + K_{ЗТ.норм}^2 \cdot S_{Ном.Т} \cdot \frac{U_K}{100} \right) = \\ &= 2 \cdot \left(\frac{0,9}{100} \cdot 10000 + 0,31^2 \cdot 10000 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 381,8 \text{ квар} \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta A_T = 2 \cdot (14 \cdot 8760 + 0,31^2 \cdot 58 \cdot 3410) = 283293,3 \text{ кВт} \cdot \text{час/год}$$

2) Выберем сечение ЛЭП и определим потери:

Нагрузка в начале линии определяется по формуле:

$$S_{P,Л} = \sqrt{(8348 + 39,1)^2 + 2587,9^2} = 8777,3 \text{ квар}$$

Расчётный ток одной цепи линии на напряжении 110 кВ рассчитывается:

$$I_{P,Л} = \frac{S_{P,Л}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{8777,3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 23,03 \text{ А}$$

Ток после аварии в нормальном режиме определяется:

$$I_{П/А} = 2 \cdot I_{P,Л} = 2 \cdot 23,03 = 46,06 \text{ А}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л}}}{j_{\text{э}}} = \frac{23,03}{0,9} = 25,6 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение по условию короны. Провод АС-70/11

Данные провода: $I_{\text{д}} = 265 \text{ А}$, $r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$

Проверяем провод на нагрев в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д}} = 265 \text{ А} > I_{\text{п/а}} = 46,06 \text{ А}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta A_{\text{л}} &= n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) = 2 \cdot (3 \cdot 23,03^2 \cdot 0,428 \cdot 4 \cdot 3410) = \\ &= 185779 \text{ кВт} \cdot \text{час/год} \end{aligned}$$

3) Рассчитаем токи КЗ в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы в вводах ГПП.

Схема замещения для расчёта токов КЗ будет аналогична предыдущей.

Определяем параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания энергосистемы $S_{\text{с}} = 2000 \text{ МВА}$ и базисной мощности $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА}$, базисное напряжение принимаем $U_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах определяется по формуле:

$$x_{\text{с}*} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}} = \frac{1000}{2000} = 0,5$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ рассчитывается по выражению:

$$x_{\text{л}*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = \frac{0,444 \cdot 2 \cdot 1000}{115^2} = 0,07$$

Определяем ток КЗ в точке К1:

$$I_{\text{к1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot x_{\text{с}*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,5} = 10,04 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К1 определяется:

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,04 = 25,6 \text{ кА}$$

Определяем ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{к2}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot x_{\Sigma}}, \quad (5.12)$$

где x_{Σ} – суммарное сопротивление, определяем по формуле:

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$x_{\Sigma} = x_{C*} + x_{Л*} = 0,5 + 0,07 = 0,57$$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,57} = 8,8 \text{ кА}$$

Ударный ток $I_{уд2}$ в точке К2 определяется:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,8 = 22,4 \text{ кА}$$

4) Выбираем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП:

Выбор и проверка выключателей, разъединителей и ограничителей перенапряжения производятся аналогично, как для напряжения 35 кВ. Результаты выбора сводим в таблицу 11:

Таблица 11 – выбор и проверка аппаратов

Данные установки	Каталожные данные
Выключатель ВВБМ–110–35.1/2000У1	
$U_C = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{раб.Утяж}} = 73,4 \text{ А}$ $I_{\text{ПО}} = 10,04 \text{ кА}$ $i_{\text{уд.max}} = 25,6 \text{ кА}$ $I_{\text{ПО}} = 10,04 \text{ кА}$ $V_K = 61,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$ $I_{\text{ДИН}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{ДИН.max}} = 90 \text{ кА}$ $I_{\text{ОТК}} = 35 \text{ кА}$ $V_{\text{К.ДОП}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РНДЗ–110/630Т1	
$U_C = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{раб.Утяж}} = 73,4 \text{ А}$ $i_{\text{уд.max}} = 25,6 \text{ кА}$ $V_K = 61,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{ДИН.max}} = 110 \text{ кА}$ $V_{\text{К.ДОП}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничитель перенапряжений ОПН–110ВУХЛ1	
$U_C = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$

5) Определяем технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) = 1,04 \cdot \left(\frac{8499 \cdot 1}{3410} + 0,88 \right) = 3,5 \text{ руб/кВт} \cdot \text{час}$$

где δ – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 110 кВ $\delta = 1,04$ [2];

Результаты расчётов экономических показателей на напряжение 110 кВ сводятся в таблицу 12:

Таблица 12 – экономические показатели

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб.	К, тыс. руб	Е, о.е	К·Е, тыс. руб / год	ΔА, кВт·час / год	С _э тыс. руб / год
1	Выключатель ВВБМ–110–35.1/2000У1	шт	4	2124	8496	0,165	1401,8	–	–
2	Разъединитель РНДЗ–110/630Т1	пол юс	18	50	900	0,165	148,5	–	–
3	Ограничитель перенапряжений ОПН–110ВУХЛ1	шт	6	50	300	0,165	49,5	–	–
4	Трансформатор ТРДН–10000/110	шт	2	3900	7800	0,165	1287	283293,3	991
5	Двухцепная ВЛ 110кВ F = 70мм ²	км	4	1590	6360	0,165	1049	185779	650
6	Ограничитель перенапряжений ОПН 110–56	шт	2	51	102	0,165	16,83	–	–
7	ЗОН–110	шт	2	7,7	15,4	0,165	2,5	–	–
Итого:					23973		3955,13	496072,2	1641

Теперь сравним получившиеся варианты по экономическим показателям. Результаты сравнения сводим в таблицу 13:

Таблица 13 – сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

Вариант	К, тыс.руб	К·Е, тыс. руб / год	ΔА, кВт·час / год	С _э тыс. руб / год	З, тыс. руб / год
35кВ	10353	1884,2	236502,5	851	2735,2
110кВ	23973	3955,13	496072,2	1641	5596,13

Сравним полученные результаты:

$$\frac{Z_{110} - Z_{35}}{Z_{35}} \cdot 100\% = \frac{5596,13 - 2735,2}{2735,2} \cdot 100 = 97\%$$

В результате проведенного технико-экономического сравнения двух вариантов видно, что вариант питания на напряжении 110 кВ дорожана 97% по сравнению с вариантом 35 кВ. Выбираем для питания напряжение 35 кВ.

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

5.2 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Распределение энергии выполняется по смешанной схеме с помощью кабельных линий. Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязнённости грунта и т.д. В данной работе, те же, которые находятся на пути протекания мощности экономически целесообразно объединить в магистральные схемы, а те, что находятся в стороне – питать по радиальной схеме.

Сечение кабелей на напряжение 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учётом условий его прокладки, потока перегрузки, потерь напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости тока на короткое замыкание.

Расчётный ток в кабельной линии в нормальном режиме, определяется по формуле:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (5.13)$$

где S_{PK} – мощность, которая должна передаваться по КЛ в нормальном режиме.

Сечение кабеля определяем по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{PK}}{j_{\text{э}}}. \quad (5.14)$$

По результату расчёта выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение. Для выбранного кабеля находим допустимый ток.

Допустимый ток кабеля с учётом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{П}} \cdot K_{\text{Т}} \cdot I_{\text{доп}} > I_{PK} / n_{\text{К}}, \quad (5.15)$$

где $K_{\text{П}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

$K_{\text{Т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

$n_{\text{К}}$ – число параллельных кабелей в КЛ.

Ток кабеля в послеаварийном режиме, рассчитываем по формуле:

$$I_{\text{П/А}} = 2 \cdot I_{PK}. \quad (5.16)$$

Допустимая перегрузка в послеаварийном режиме, рассчитываем по формуле:

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$I'_{П/А} = K_{П/А} \cdot I'_{Доп} > I_{П/А} / n_K, \quad (5.17)$$

где $K_{П/А}$ – коэффициент перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии определяется:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_{НОМ}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{Доп} = 5\%.$$

Схема внутреннего электроснабжения приведена на рисунке 4. Весь расчёт сводится в таблицу 14.

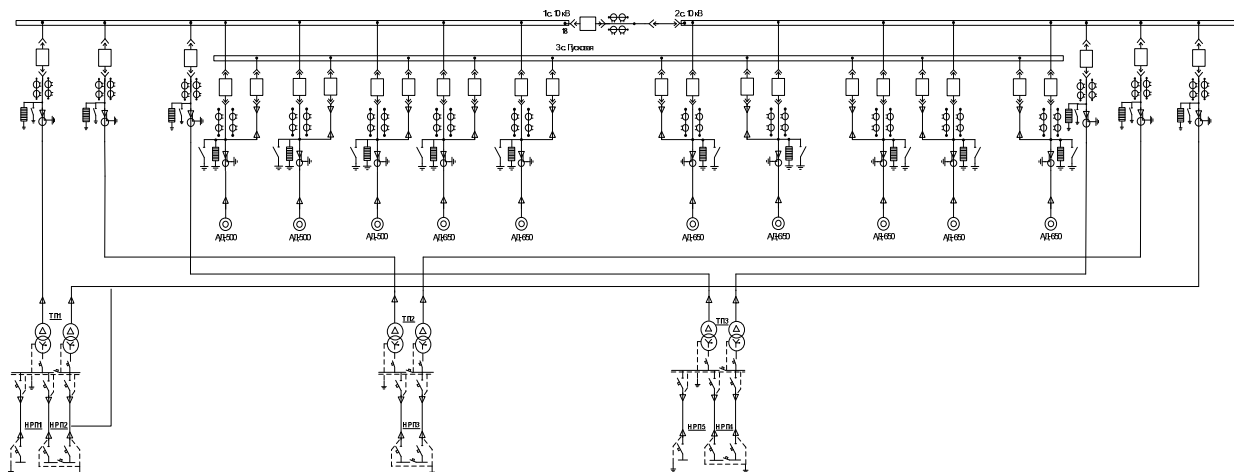


Рисунок 4-Схема внутреннего электроснабжения

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 14 – Расчет кабельных линий

№	Цех	Конечные пункты КЛ	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _{рк} , А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип кабеля	Ж	Способ проклад	Нагрузка, А		Доп, А	Кав, о.с.	I _{ав} , А	L, км	T ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %			
												норм	п/а реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кабельные линии 10 кВ																							
1	1	ГПП-ПП1	352,41	341,50	490,73	26,98	19,27	25	ААШВУ	1	т/лоток	26,98	53,97	85	1	0,86	73,10	1,2	87,72	0,408	1,240	0,099	0,19
2	2	ГПП-ПП2	935,90	839,00	1256,91	69,11	49,37	50	ААШВУ	2	т/лоток	69,11	138,22	125	1	0,86	107,50	1,2	129,00	0,238	0,620	0,090	0,08
3	3	ГПП-ПП3	763,00	650,00	1002,33	55,11	39,37	50	ААШВУ	1	т/лоток	55,11	110,23	125	1	0,86	107,50	1,2	129,00	0,221	0,620	0,090	0,12
4	1	ГПП-АД1	487,50	302,25	573,60	31,54	22,53	35	ААШВУ	1	т/лоток	31,54	-	105	1	0,86	90,30	-	-	0,340	0,890	0,095	0,16
5	1	ГПП-АД2	487,50	302,25	573,60	31,54	22,53	35	ААШВУ	1	т/лоток	31,54	-	105	1	0,86	90,30	-	-	0,330	0,890	0,095	0,15
6	1	ГПП-АД3	487,50	302,25	573,60	31,54	22,53	35	ААШВУ	1	т/лоток	31,54	-	105	1	0,86	90,30	-	-	0,320	0,890	0,095	0,15
7	1	ГПП-АД4	487,50	302,25	573,60	31,54	22,53	35	ААШВУ	1	т/лоток	31,54	-	105	1	0,86	90,30	-	-	0,310	0,890	0,095	0,14
8	2	ГПП-АД5	520,00	322,30	611,78	33,64	24,03	35	ААШВУ	1	т/лоток	33,64	-	105	1	0,86	90,30	-	-	0,248	0,890	0,095	0,12
9	2	ГПП-АД6	520,00	322,30	611,78	33,64	24,03	35	ААШВУ	1	т/лоток	33,64	-	105	1	0,86	90,30	-	-	0,248	0,890	0,095	0,12
10	2	ГПП-АД7	520,00	322,30	611,78	33,64	24,03	35	ААШВУ	1	т/лоток	33,64	-	105	1	0,86	90,30	-	-	0,248	0,890	0,095	0,12
11	3	ГПП-АД8	400,00	300,00	500,00	27,49	19,64	25	ААШВУ	1	т/лоток	27,49	-	85	1	1,01	85,85	-	-	0,237	1,240	0,099	0,12
12	3	ГПП-АД9	400,00	300,00	500,00	27,49	19,64	25	ААШВУ	1	т/лоток	27,49	-	85	1	1,01	85,85	-	-	0,237	1,240	0,099	0,12
13	3	ГПП-АД10	400,00	300,00	500,00	27,49	19,64	25	ААШВУ	1	т/лоток	27,49	-	85	1	1,01	85,85	-	-	0,237	1,240	0,099	0,12
Кабельные линии 0,4 кВ																							
14	4	ТПП-НРП1	196,51	226,56	296,90	428,54	-	240	ААШВУ	2	траншея	214,27	-	390	0,92	1,13	405,44	-	-	0,204	0,129	0,075	2,69289
15	7	ТПП-НРП2	18,62	15,48	24,22	34,96	-	16	ААШВУ	1	траншея	34,96	-	80	0,92	1,13	83,17	-	-	0,170	1,940	0,113	4,02410
16	6	ТП2-НРП3	111,80	103,52	152,40	219,97	-	95	ААШВУ	1	траншея	219,97	-	225	0,92	1,13	233,91	-	-	0,187	0,326	0,081	5,239731
17	8	ТП3-НРП4	148,22	142,53	205,60	296,76	-	150	ААШВУ	1	траншея	296,76	-	300	0,92	1,13	311,88	-	-	0,255	0,206	0,079	6,660790
18	5	ТП3-НРП5	63,20	67,81	92,70	133,80	-	50	ААШВУ	1	траншея	133,80	-	155	0,92	1,13	161,14	-	-	0,175	0,620	0,090	4,953468

РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения группы цехов завода металлургических машин.

Мощность короткого замыкания вместе присоединения линии, питающей главную понижающую подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока как 3. от энергии системы неизменной во времени: $I_k = I_{n.o} = I_{n.t}$.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними.

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Её схема замещения для расчета токов КЗ на рисунке 6. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

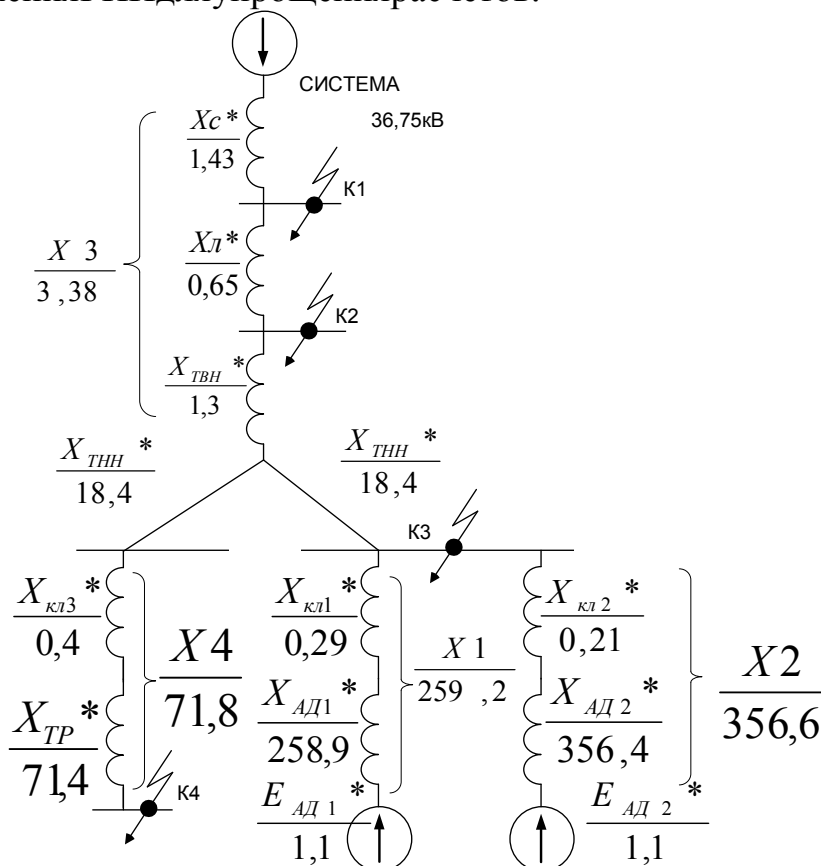


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ.

В подпитке точки КЗ участвуют все двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов КЗ в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения предприятия напряжением 10 кВ.

При определении тока КЗ в точке К4 в качестве источника рассматривается только энергосистема. Поток КЗ производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования НРП напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормально и в тяжелом режимах.

Определим токи КЗ в точках К3 и К4:

Мощность короткого замыкания системы $S_K = 700$ МВА, базисная мощность $S_6 = 1000$ МВА, $U_{Н1} = 35$ кВ, $U_{Н2} = 10$ кВ, $U_{Н3} = 0,4$ кВ. $U_{61} = 36,75$ кВ, $U_{62} = 10,5$ кВ, $U_{63} = 0,38$ кВ.

Сопротивление системы:

$$x_1 = \frac{S_B}{S_K} = \frac{1000}{700} = 1,43$$

Сопротивление линии:

$$x_{Л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2} = \frac{0,441 \cdot 2 \cdot 1000}{36,75^2} = 0,65$$

Сопротивление трансформатора на ГПП:

$$X_{ТВН*} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМГПП}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 1,3$$

$$X_{ТНН1,2*} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6 \cdot K_p}{S_{НОМГПП} \cdot 2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 3,5}{10 \cdot 2} = 18,4$$

Сопротивление каждой из кабельных линий ГПП-АД:

$$X_{КЛ1*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,095 \cdot 0,340 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,29$$

$$X_{КЛ2*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,099 \cdot 0,237 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,21$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-ТП1:

$$X_{КЛ3*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,099 \cdot 0,408 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,4$$

Сопротивление цехового трансформатора ТП-1 (ТМЗ-630) находим по формуле:

$$Z \approx X_{\text{тр2}*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{номТП}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 71,4$$

Найдём верхпереходные сопротивления двигателей.

Сопротивление каждого из асинхронных двигателей:

$$X_{\text{ад1}*} = X''_d \cdot \frac{S_6}{P_{\text{ном}}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{650 \cdot 10^3} \cdot 0,9 \cdot 0,85 = 258,9$$

$$X_{\text{ад2}*} = X''_d \cdot \frac{S_6}{P_{\text{ном}}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{500 \cdot 10^3} \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 356,4$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаем равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивления ЭДС при КЗ в точке 3: $X_1 = 259,2$, $X_2 = 356,6$, $X_3 = 21,8$; а при КЗ в точке 4: $X_4 = 117,8$.

Упрощенные схемы замещения для определения токов КЗ представлены на рисунке 6:

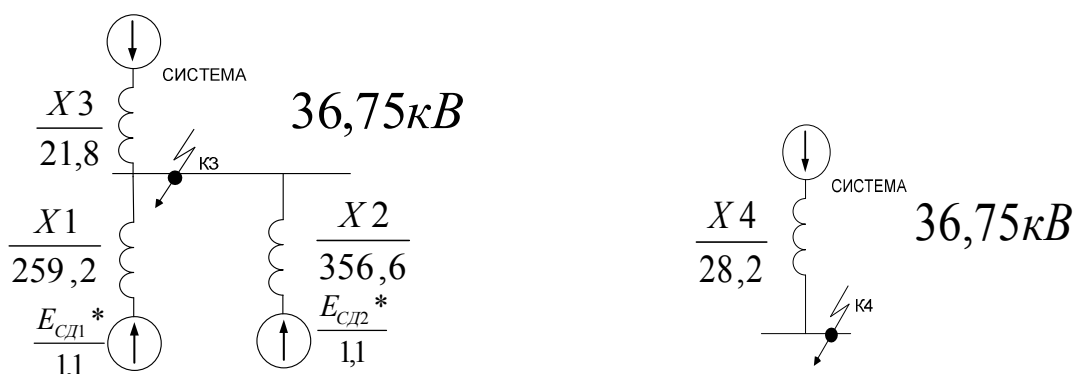


Рисунок 6-упрощенные схемы замещения.

Точка 3:

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗп|0|}*}^{(3)} = 2 \cdot \frac{E_{\text{ад1}*}}{X_1} + 2 \cdot \frac{E_{\text{ад2}*}}{X_2} + \frac{E_c}{X_3} = 2 \cdot \frac{1,1}{259,2} + 2 \cdot \frac{1,1}{356,6} + \frac{1}{21,8} = 0,06$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{\text{КЗп|0|}}^{(3)} = I_{\text{КЗп|0|}*}^{(3)} \cdot I_6 = I_{\text{КЗп|0|}*}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = 0,06 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 3,3 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{\text{аКЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗп|0|}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,3 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,12}} = 4,3 \text{ кА}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

где $T_a = 0,12$ с для данной ступени СЭС, $\tau = 0,01$ с – в данный момент наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{yкз} = \sqrt{2} \cdot I_{кзп|0|}^{(3)} + i_{акз} = \sqrt{2} \cdot 3,3 + 4,3 = 10,7 \text{ кА}$$

Точка 4:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{к4п|0|*}^{(3)} = \frac{E_c}{X_4} = \frac{1}{28,2} = 0,03$$

Выразим её в амперах:

$$I_{к4п|0|}^{(3)} = I_{к4п|0|*}^{(3)} \cdot I_б = 0,03 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 3,1 \text{ кА}$$

Для сетей 0,4 кВ расчёт аperiodической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ её влияние незначительно.

Рассчитанные значения токов КЗ сводим в таблицу 15:

Расчетная точка	Среднее напряжение в расчетной точке	Токи, кА		$S_{кзст} = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{п 0 }$, МВА
		$I_{п 0 }$	i_y	
К1	36,75	11,22	28,51	714
К2	36,75	7,9	20,1	502
К3	10,5	3,3	10,7	60
К4	0,4	3,1	-	2,1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбранные аппараты и проводники должны:

- 1) Длительно проводить рабочиетоки нормального и утяжелённого режима работы без чрезмерного повышения температуры;
- 2) Противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ;
- 3) Удовлетворять требования экономичности.

В проектируемой СЭС ПП нужно выбрать трансформаторы собственных нужд ГПП. Мощность этого трансформатора будет определяться по формуле:

$$S_{ТСН} = 0,005 \cdot S_{НОМ.Т.ГПП} = 0,005 \cdot 10000 = 50 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформатор типа ТМ–100/10, $S_{ТСН} = 100 \text{ кВА}$

Ток предохранителя определим по выражению:

$$I_{П} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель типа: ПКТ–101–10–8–31,5УЗ

Далее выбираем тип ячейки распределительного устройства на стороне низшего напряжения ГПП, а также трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в этих ячейках. Результаты выбора коммутационных аппаратов, трансформаторов тока и напряжения ячейки РУ сводим в таблицу 15. Рабочий ток на стороне низшего напряжения трансформатора ГПП определим:

$$I_{\text{Раб.Утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 404 \text{ А}$$

Таблица 16 – Выбор оборудования на стороне низшего напряжения ГПП

Данные установки	Каталожные данные
Ячейка комплектного распределительного устройства КСО–386	
$U_C = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Раб.Утяж}} = 404 \text{ А}$ $I_{\text{ПО}} = 5,5 \text{ кА}$ $V_K = 221 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 800 \text{ А}$ $I_{\text{ДИН}} = 51 \text{ кА}$ $V_{\text{К,ДОП}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатель ВПМ–М–10	
$U_C = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Раб.Утяж}} = 404 \text{ А}$ $I_{\text{ПО}} = 5,5 \text{ кА}$ $i_{\text{уд.мах}} = 15,07 \text{ кА}$ $V_K = 221 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$ $I_{\text{ДИН}} = 16 \text{ кА}$ $i_{\text{ДИН.мах}} = 128 \text{ кА}$ $V_{\text{К,ДОП}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Данные установки	Каталожные данные
Трансформатор тока ТЛ-10-2У3	
$U_C = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{Раб.Утяж}} = 404 \text{ А}$ $I_{\text{ПО}} = 5,5 \text{ кА}$ $V_K = 221 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 800 \text{ А}$ $I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$ $V_{\text{К,ДОП}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10У3	
$U_C = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$

Остальные выключатели на напряжением 10 кВ в схеме внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока следует выбирать по параметрам приведённым в следующей таблице:

Таблица 17 – Выбор выключателей и трансформаторов тока на пр. 10 кВ

КЛ (начало и конец)	$U_{\text{НОМ}}$ кВ	I_P , А	$I_{\text{УТЯЖ}}$, А	$I_{\text{ПО}}$, кА	i_y , А	Тип выключателя	Тип трансформатора
ГПП-ТП1	10	26,98	53,97	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-100-1У3
ГПП-ТП2	10	69,11	138,22	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-150-1У3
ГПП-ТП3	10	55,11	110,23	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-150-1У3
ГПП-АД1	10	31,54	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД2	10	31,54	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД3	10	31,54	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД4	10	31,54	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД5	10	33,64	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД6	10	33,64	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД7	10	33,64	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД8	10	27,49	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД9	10	27,49	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3
ГПП-АД10	10	27,49	–	5,55	15,07	ВВТЭ-10-10/630У2	ТЛМ-10-50-1У3

Для выключателей нагрузки и предохранителей, устанавливаемых на вводах цеховых ТП, результаты выбора сводятся в таблицу 15:

Таблица 18 – выбор выключателей нагрузки и предохранителей

Номер ТП	$U_{НОМ},$ кВ	$I_P,$ А	$I_{УТЯЖ},$ А	$I_K,$ кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
1	10	26,98	53,97	5,55	ВНП _у -10/400-10УЗ	ПКТ103-10-80-20УЗ
2	10	69,11	138,22	5,55	ВНП _у -10/400-10УЗ	ПКТ101-10-200-12,5УЗ
3	10	55,11	110,23	5,55	ВНП _у -10/400-10УЗ	ПКТ101-10-200-12,5УЗ

Выбор оборудования низковольтных распределительных пунктов (0,4кВ) осуществляется по токам нагрузки в тяжёлом режиме. Результаты выбора сведены в таблицу 19:

Таблица 19 – выбор оборудования на стороне низшего напряжения цеховых ТП

№ НРП	$I_P,$ А	$I_{УТЯЖ},$ А	Тип выключателя	Тип НРП
1	214,27		Э06С- УЗ; $I_{НОМ}=250$ А; $I_{ОТКЛ}=40$ кА	ПР11-3054-54- УЗ; $I_{НОМ}=250$ А
2	34,96		Э06С- УЗ; $I_{НОМ}=250$ А; $I_{ОТКЛ}=40$ кА	ПР11-3054-54- УЗ; $I_{НОМ}=250$ А
3	219,97		Э06С- УЗ; $I_{НОМ}=400$ А; $I_{ОТКЛ}=40$ кА	ПР11-3054-54- УЗ; $I_{НОМ}=400$ А
4	296,76		Э06С- УЗ; $I_{НОМ}=400$ А; $I_{ОТКЛ}=40$ кА	ПР11-3054-54- УЗ; $I_{НОМ}=400$ А
5	133,80		Э06С- УЗ; $I_{НОМ}=250$ А; $I_{ОТКЛ}=40$ кА	ПР11-3054-54- УЗ; $I_{НОМ}=250$ А

Кабели напряжением 10кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам КЗ. Должны быть рассмотрены все характерные термические сечения F_{TC} кабелей. F_{TC} определяется по формуле:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}. \quad (7.1)$$

Расчётные данные по проверке кабелей сводятся в таблицу 19, где обозначено: $t_{PЗ}$ – время срабатывания релейной защиты; $t_{ОВ}$ – время отключения выключателя; T_a – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ; B_K – тепловой импульс тока КЗ; C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля.

Так как некоторые площади сечения кабелей, выбранные по условиям нормального и перегрузочного режима работы, оказались меньше площадей термически стойкого сечения, то сечения этих кабелей следует увеличить до ближайшего стандартного сечения по отношению к F_{TC} . Все кабели, для которых проводятся увеличения, занесены в таблицу 20:

Таблица 20 – Выбор нового сечения КЛ

Концы начала кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²
ГПП-ТП1	25	95
ГПП-ТП2	50	95
ГПП-ТП3	50	95
ГПП-АД1	35	70
ГПП-АД2	35	70
ГПП-АД3	35	70
ГПП-АД4	35	70
ГПП-АД5	35	70
ГПП-АД6	35	70
ГПП-АД7	35	70
ГПП-АД8	25	70
ГПП-АД9	25	70
ГПП-АД10	25	70

Выбор измерительных приборов.

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

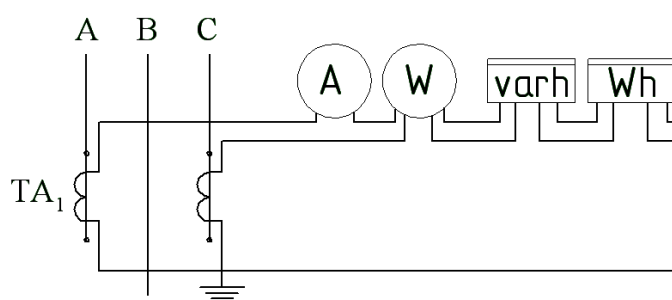


Рисунок 7 – Схема подключения приборов учета.

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора тока.

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	0	0
Ваттметр	Д-335	1	0,5	0	0,5
Счетчик активной энергии	Меркурий 230AR T2	1	0,1	0	0,1

Из таблицы 21 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока в фазе А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,044 \text{ Ом}$$

где $S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I_2 – номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,044 - 0,1 = 0,656 \text{ Ом}$$

где $z_{2\text{ном}}$ –

номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,8 Ом;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 35 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l =$

6 м. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,656} = 0,3 \text{ мм}^2$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода.

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной подстанции, представлена на рисунке 9:

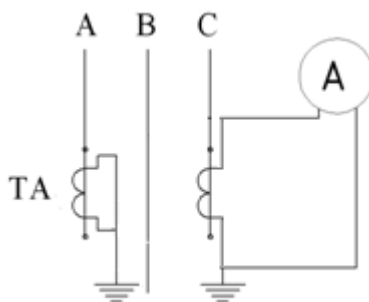


Рисунок 9 – Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ.

Проверку трансформаторов тока повторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 22:

Таблица 22 – Нагрузка трансформаторов тока.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0	0	0,5
Итого		0	0	0,5

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы C. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

где $S_{\text{приб}}$ – суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока;
 I_2 – номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,02 - 0,1 = 0,68 \text{ Ом}$$

где $z_{2\text{ном}}$ –

номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,8 Ом;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 35 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6 \text{ м}$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,68} = 0,2 \text{ мм}^2$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода.

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилым сечением 2,5 мм².

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понижающей подстанции. Принимаем к установке НАМИ–10–95 УХЛ2, паспортными данными: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 225 \text{ ВА}$, работающий в классе точности 0,5. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Расчет вторичной нагрузки приведен в таблице 23:

Таблица 23 – Нагрузка трансформаторов напряжения.

Прибор	Тип	Соотношение обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вАр
Вольтметр	Э–335	2	1	1	0	2	2	–
Ваттметр	Д–335	0,5	2	1	0	1	1	–
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230ART2	2,5	3	0,07	0,98	8	4,2	58,8
Итого							59,2	

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{7,2^2 + 58,8^2} = 59,2 \text{ ВА}$$

Три трансформатора напряжения НАМИ–10–95 УХЛ2, соединенных в звезду имеют мощность 200 ВА, что $200 \text{ ВА} > S_{2\Sigma}$, следовательно, трансформатор выбран верно.

Для соединения трансформаторов напряжения приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 2,5 мм².

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001–10У3 (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

8.1 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутреннее электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТНДС – 10000/35 мощностью по 10 МВА каждый. Распределительное устройство на напряжении 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин.

В таблице 24 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{\text{ТНОМ}i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформатор i -ой ТП и потеря реактивной мощности в нем; $R_{\text{Тр}i}$ – активное сопротивление трансформатора i -ой ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{\text{ли}}$ – активное сопротивление i -ой кабельной линии.

$$R_{\text{Т}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМТ}}^2 \cdot n}, \quad (8.1)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потеря короткого замыкания трансформатора,

$S_{\text{НОМТ}}$ – номинальная мощность трансформатора,

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора.

$R_{\text{ли}}$ – активное сопротивление i -ой кабельной линии, находится по выражению:

$$R_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l}{N_{\text{л}}}, \quad (8.2)$$

где R_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км,

l – длина линии, км,

$n_{\text{л}}$ – число параллельных кабельных линий.

Таблица 24 –
исходные данные ТП для расчёта компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{\text{ТН}i}, \text{кВА}$	$Q_{1i}, \text{квар}$	$\Delta Q_{Ti}, \text{квар}$	$R_{\text{Тр}i}, \text{Ом}$	$R_{\text{ли}}, \text{Ом}$
ТП1	630	341,5	33,7	0,957	0,505
ТП2	1250	352,1	62,3	0,390	0,07
ТП3	1000	239,7	42,2	0,54	0,137
Итого		933,3	138,2		

8.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \tau \cdot \beta) = 1,02 \cdot (2780 \cdot 1 + 3410 \cdot 0,466) = 4456,44 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

где $\alpha = 2780 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$ – основная ставка тарифа [4];

$\beta = 0,466 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии [4];

$K_M = \frac{\Delta P_{\text{э}}}{\Delta P_M} \approx 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_{\text{э}}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;

δ – поправочный коэффициент, приближенно равный 1,02 для сетей напряжением 35 кВ и выше [5].

8.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ НА ГЕНЕРАЦИЮ РМОТДЕЛЬНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ

– для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{ГКН}} = E \cdot K_{\text{нбк}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{нбк}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,5 \cdot 60 \cdot 1,18 + 4456,44 \cdot 4 = 302017 \text{ руб/Мвар}$$

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК равен 0,223;

$K_{\text{нбк}}$ – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК,

$\Delta P_{\text{нбк}}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

– для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{10} = E \cdot K_{\text{кв}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{кв}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,5 \cdot 60 \cdot 1,18 + 4456,44 \cdot 2 = 151008 \text{ руб/Мвар}$$

8.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ АКТИВНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

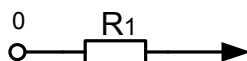


Рисунок 11. Схема замещения радиальной линии.

Для ТП, питающихся по радиальной линии, расчет эквивалентных сопротивлений проводится следующим образом:

$$R_{\text{э1}} = R_1 = R_{\text{л1}} + R_{\text{тр1}}. \quad (8.3)$$

8.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ

$$Q_{ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\varepsilon i}}; \quad (8.4)$$

где

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot \alpha \cdot C_0} = \frac{151008 - 302017}{2 \cdot 10 \cdot 4456,44} = -1,694 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}$$

$$a = \frac{1000}{U_H^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2};$$

Таблица 25 – Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{ci} , Мвар		Q _{ki} , квар	Q _{ki} +Q _{ci} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сти} , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	1,462	-0,783	0	341,5	341,5	КРМ-0,4-360-30УЗ	360
ТП2	0,46	-3,268	0	352,1	352,1	КРМ-0,4-360-30УЗ	360
ТП3	0,677	-2,220	0	239,7	239,7	КРМ-0,4-300-30УЗ	300
ИТОГО			0	933,3	933,3		1020

8.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ БК

Производится из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^8 (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{ТГПП} + Q_{ВВ} - Q_{\varepsilon c1}, \quad (8.5)$$

где Q_{эс1} –

экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{\varepsilon c} = \alpha_1 \cdot P_p \text{ и } Q''_{\varepsilon c} = Q_p - \frac{0,7}{K_{нр}}, \quad (8.6)$$

где α_1 – расчетный коэффициент, равный 0,27;

P_p и Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;

K_{нр} – коэффициент несовпадения реактивной мощности, равный 0,9;

$$Q_p = \sum_1^8 (Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{ТГПП} + Q_{ВВ} = 933,3 + 138,2 + 302,7 + 350 =$$

$$= 1724,2 \text{квар}$$

$$Q'_{эс} = 0,27 \cdot 8348 = 2253,9 \text{квар}$$

$$Q''_{эс} = 1724,2 - \frac{0,7}{0,9} = 1723,4 \text{квар}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: $Q'_{эс} = 1723,4 \text{кВАр}$.

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_3$, заданного предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{Q'_{эс}}{P_p} = \frac{2253,9}{8348} = 0,27$$

Подставим все найденные значения в формулу:

$$Q_0 = 933,3 + 138,2 + 302,7 + 350 - 861,7 = 862 \text{квар}$$

Целесообразна установка высоковольтных БКВРУ 10кВ ГПП т.к. СЭС завод имеет недостаток реактивной мощности.

Устанавливаем КРМ-10,5-1000-450У3.

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УЗЛОВ НАГРУЗКИ С УЧЕТОМ ТРЕХ ВИДОВ ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ

Для оценки надежности схем систем электроснабжения (СЭС) широко распространены методы расчета надежности. В этих методах предполагается, что СЭС состоит из самостоятельных (в смысле анализа надежности) элементов, исключаются из рассмотрения функциональные зависимости между параметрами отдельных элементов устройства.

Рассматриваемые СЭС состоят из элементов: линии электропередачи, трансформаторы, выключатели, отделители, разъединители, автоматические выключатели и т. д.

Под узлами схемы будем понимать физические пункты СЭС, которые непосредственно связаны не менее чем двумя направлениями передачи энергии, т. е. обычно это борные шины или секции распределительных устройств и т. д.

Рассматриваются следующие виды отказов элементов схемы: отказ типа “короткое замыкание”, отказ типа “обрыв цепи” и отказ в срабатывании (скрытый отказ).

Перечисленные виды отказов следует относить к следующим типам электрооборудования:

1. Отказ типа “короткое замыкание”. Такой вид отказа может происходить во всех элементах схемы, через которые проходит ток на грузки в нормальном режиме работы. Короткие замыкания (КЗ) в таких элементах отключаются основной релейной защитой, в зоне действия которой находится рассматриваемый элемент сети.

2. Для защитных коммутационных аппаратов будем учитывать два вида отказов:

а) отказ выключателя типа “обрыв цепи”. Каким отказом будем считать ложные и излишние отключения выключателей в результате действия релейной защиты, которые ликвидируются помощью ручного переключения (т. е. без средств автоматики), а также автоматические отключения выключателей в результате повреждений в вторичных цепях релейной защиты;

б) отказ выключателя в срабатывании. Эти отказы выявляются в результате профилактических осмотров выключателей: привода, дугогасительной камеры, контактной системы, оценивается возможность перекрытия изоляции и привнешних и внутренних перенапряжениях, проверяются пути утечки тока. Производится осмотр релейных защит, контактов самих реле, проверяются уставки защит, оперативные цепи питания, работа устройства автоматического повторного включения (АПВ), устройства автоматического ввода резерва (АВР) и т. д.

Все выявленные в результате профилактики отказы, которые могли бы привести к отказу в срабатывании выключателя при появлении КЗ в зоне действия его релейной защиты, заносятся в специальный журнал, эта информация используется для определения потока отказов системы отключения выключателя.

В качестве критерия отказа СЭС чаще всего используется критерий, который требует обеспечить непрерывность электроснабжения ее основных узлов нагрузки, т. е. определить вероятность бесперебойного электроснабжения $R(t)$ потребителей, получающих электроэнергию в течение времени от рассматриваемой секции шин в среднем время $T_{\text{ср}}$ восстановления электроснабжения узла нагрузки.

Устройство автоматического ввода резерва (АВР) и системы релейной защиты могут выходить из строя только тогда, когда они находятся в режиме ожидания. В данном случае мы предполагаем, что надежность АВР и средств защиты являются функциями времени, а не числа произведенных ими переключений или отключений

Рассмотрим допущения и положения, позволяющие реальную схему СЭС при оценке ее надежности заменить на эквивалентную:

- выделяется вход и выход системы, т.е. точки, относительно которых определяется надежность электроснабжения. Все источники питания соединяются в одну точку, и эта точка принимается за абсолютно надежную;

- учитываются только теповреждения элементов сети (линии электропередачи, сборные шины, трансформаторы и т.д.), которые сопровождаются КЗ;

- при расчете надежности схем систем электроснабжения учитываются только длительные аварийные отключения элементов сети. Отключения потребителей на время действия АПВ и АВР не учитываются;

- учитываются только двойные совпадающие в пространстве и времени отказы: короткое замыкание в защищаемой сети и отказ в работе защитного коммутационного аппарата.

Принятые для расчета надежности СЭС допущения позволяют заменить ее на эквивалентную, совпадающую по структуре принципиальной. Элементы схемы замещения входят в нее своими параметрами потока отказов и восстановлений.

Во всех замещениях СЭС следует учитывать два несовместных вида отказов выключателей (отказ типа "обрыв цепи" и отказ в работе), которые действуют на обеспечение надежности ее узлов различным образом. Отдельно составляются две схемы замещения СЭС, в одной учитываются отказы выключателей типа "обрыв цепи", в другой – отказы выключателей в работе.

В первой схеме замещения учитываются отказы выключателей только типа "обрыв цепи", а в остальных элементах СЭС учитываются отказы типа "КЗ". В этом случае схема замещения по структуре совпадает с принципиальной, без учета потребителей, получающих электроэнергию от соответствующих узлов нагрузки.

Примем допущения, позволяющие реальный элемент системы электроснабжения представить его схемой замещения:

- каждый элемент СЭС характеризуется событиями: $X_{i,j} - i$ -

й элемент работает, в нем не наблюдается отказ j -го вида; $\bar{X}_{i,j} - i$ -

й элемент произошел отказ j -го вида; $\lambda_{cs,i} - i$ -

й коммутационный аппарат работает в нем не наблюдается отказ j -го вида; $\bar{Y}_{i,j} - i$ -

й коммутационный аппарат произошел отказ j -го вида.

- каждое событие характеризуется параметром потока отказов $\lambda_{i,j} -$

и параметром потока восстановлений - $\mu_{i,j}$

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

, где код i обозначает номер элемента в схеме, а код j обозначает вид отказа элемента ($j=1$ – короткое замыкание; $j=2$ – обрыв цепи; $j=3$ – отказ в работе вании).

Таблица 26 – Параметры надежности элементов схемы

Код элемента	Параметр потока отказов год ⁻¹	Параметр потока восстановлений год ⁻¹
У _{1.2}	0,02	25
Х _{2.1}	0,03	0,75
У _{3.2}	0,05	25
Х _{4.1}	0,03	0,166
У _{6.2}	0,015	11
Х _{9.1}	0,035	1095
Х _{11.1}	0,08	0,25
У _{12.2}	0,87	4380
Х _{13.1}	1,65	0,166
У _{5.3}	0,015	1752
У _{7.3}	0,015	1752
Х _{8.1}	0,024	1095
Х _{10.1}	0,022	1095
У _{14.3}	1,2	4380
У _{15.3}	1,2	4380
Х _{16.1}	0,399	1095
Х _{17.1}	0,441	1095

Эквивалентный параметр потока отказов λ_0 и восстановлений μ_0 системы, состоящей из логически последовательного соединения элементов определяются следующим образом (учитывается отказ защитного коммутационного аппарата типа “обрыв цепи”, а для защищаемого элемента повреждение типа КЗ):

$$\lambda_0 = \sum_{i=1}^9 \lambda_i; \quad (9.1)$$

$$\mu_0 = \frac{\sum_{i=1}^9 \lambda_i}{\sum_{i=1}^9 \frac{\lambda_i}{\mu_i}}. \quad (9.2)$$

λ_i – параметр потока отказов i – го элемента;

μ_i – параметр потока восстановлений i – го элемента.

Используя данные таблицы 26, формулы (9.1) и (9.2), находим эквивалентные параметры потока отказов λ_0 и восстановлений μ_0 :

$$\lambda_0 = 0,02 + 0,03 + 0,05 + 0,03 + 0,015 + 0,035 + 0,08 + 0,87 + 1,65 = 2,771/\text{год}$$

$$\mu_0 = 0,2671/\text{год}$$

Рисунок 10 – схема минимальных сечений при учете отказов в обслуживании коммутационных аппаратов

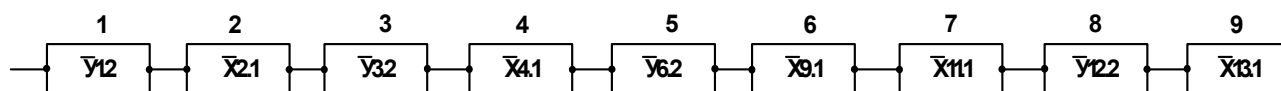


Таблица 27 – Среднее время восстановления электроснабжения секции шин I после отказа в обслуживании г-го коммутационного аппарата

r	$r_{i,j} = r_r$
5	$1,71 \cdot 10^{-4}$
7	$1,71 \cdot 10^{-4}$
14	$1,03 \cdot 10^{-4}$
15	$1,03 \cdot 10^{-4}$

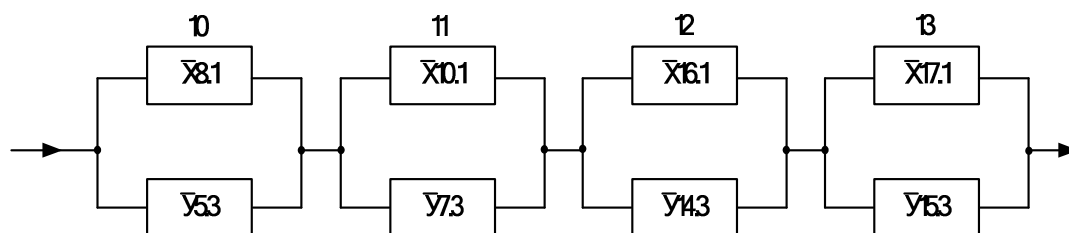


Рисунок 11 – схема минимальных сечений при учете отказов коммутационных аппаратов типа "обрыв цепи".

Параметр потока отказов для минимального сечения номер 10:

$$N_1 = 0,5 \cdot 0,024 \cdot 0,015^2 \cdot 0,5 = 0,0135 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$$

Расчет остальных минимальных сечений заносим в таблицу 28:

№	$N_i, \text{год}^{-1}$
10	$0,0135 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$
11	$0,0012 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$
12	$1,44 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$
13	$1,58 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$

При учете отказов в обслуживании коммутационных аппаратов определяется следующим образом:

$$\lambda_3 = \sum_{i=10}^{13} H_i ; \quad (9.3)$$

$$\lambda = 3,03 \text{ год}^{-1}$$

Параметр потока аварийного отключения секции шин I из-за отказов типа “обрыв цепи” и отказов в работе выключателей, а также отказов типа “КЗ” в остальных элементах СЭС определяется следующим образом:

$$\lambda_{сх} = \lambda_0 + \lambda_3. \quad (9.4)$$

$$\lambda_{сх} = 2,77 + 3,03 = 5,8 \text{ год}^{-1}$$

Вероятность безотказной работы СЭС за время 8760 ч (1 год):
 $R(8760) = e^{-\lambda_{сх} \cdot 1} = 3 \cdot 10^{-3}$

Средний интервал времени между аварийными отключениями секции шин определяется следующим образом:

$$T = \frac{1}{\lambda_{сх}} = \frac{1}{5,8} = 0,172 \text{ год}$$

$$\mu_3 = \frac{3,03}{3,136} = 9661 \text{ год}^{-1}$$

Среднее время $\tau_{сх}$ перерыва в электроснабжении:

$$\tau_{сх} = \frac{2,77 \cdot 9661 + 3,03 \cdot 0,267}{0,267 \cdot 9661 (2,77 + 3,03)} = 1,79 \text{ часа}$$

10 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

В данном разделе производится расчёт освещения ремонтно-механического цеха.

Расчёт будем вести по методу коэффициента использования светового потока. Этот метод применим и даёт достаточные для практики данные при расчёте общего равномерного освещения горизонтальных плоскостей закрытых помещений с симметрично размещёнными светильниками.

Проведём подробный расчёт ремонтно-механического цеха.

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Определим число светильников и мощность ламп для освещения механического цеха, длиной $A = 136\text{ м}$, шириной $B = 68\text{ м}$, и высотой $H = 15\text{ м}$

. Стены, потолок и пол имеют коэффициенты отражения соответственно

$\rho_{ст} = 30\%$, $\rho_{пот} = 50\%$, $\rho_{пол} = 10\%$.

Учитывая достаточно большую высоту помещения, принимаем для освещения цеха светодиодные лампы. Устанавливаем норму освещённости в цехе $E_{\min} = 75\text{ лк}$ [13].

Эскиз размещения светильника в цехе приведён на рис.:

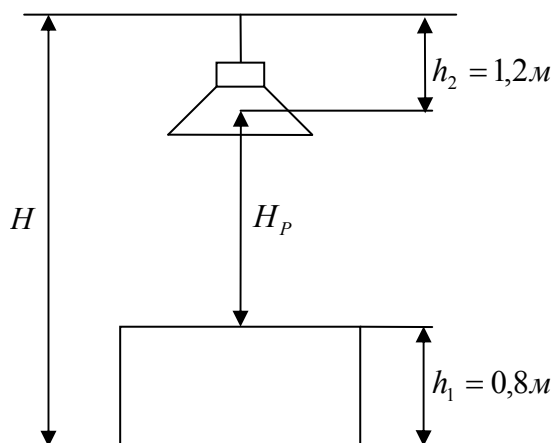


Рисунок 11 – Размещение светильника

В соответствии с рис. определяем высоту подвеса светильника над рабочей поверхностью:

$$\begin{aligned} H_p &= H - h_1 - h_2 = \\ &= 15 - 0,8 - 1,2 = 12\text{ м}. \end{aligned} \quad (10.1)$$

Индекс помещения будет определяться по выражению:

$$\begin{aligned} i &= \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A + B)} = \\ &= \frac{136 \cdot 68}{12 \cdot (136 + 68)} = 3,7. \end{aligned} \quad (10.2)$$

Находим коэффициент использования светового потока. При $\rho_{ст} = 30\%$, $\rho_{пот} = 50\%$ и $\rho_{пол} = 10\%$, коэффициент использования будет $K_{и} = 0,52$ [13].

Находим суммарный световой поток, необходимый для создания освещённости в 75 лк:

$$\begin{aligned} \Phi_{л.сум} &= \frac{E_{\min} \cdot A \cdot B \cdot K_{зап} \cdot Z}{K_{и}} = \\ &= \frac{75 \cdot 136 \cdot 68 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{0,52} = 1907400\text{ лм}, \end{aligned} \quad (10.3)$$

где $K_{зап}$ – коэффициент запаса, $K_{зап} = 1,3 [10]$;

Z –

коэффициент, представляющий собой отношение средней освещённости к минимальной, $Z = 1,1 [13]$.

Принимаем для освещения лампы ДРЛ 1000 мощностью 1000 Вт, с световым потоком $\Phi_{л} = 59000 \text{ лм}$.

Необходимое число ламп определяем по следующей формуле:

$$\begin{aligned} n_{л} &= \frac{\Phi_{л.сум}}{\Phi_{л}} = & (10.4) \\ &= \frac{1907400}{59000} = 31,3 \approx 32 \text{ шт.} \end{aligned}$$

Распределяем эти лампы по длине цеха в 2 ряда по 16 штук в каждом ряду.

Далее определяем расчётную осветительную нагрузку. Восветительных установок с газоразрядными лампами расчётная электрическая нагрузка включает в себя потери мощности впускорегулирующей аппаратуре:

$$\begin{aligned} P_{ро} &= K \cdot K_c \cdot P_H = & (10.5) \\ &= 1,1 \cdot 0,95 \cdot 32000 = 33440 \text{ Вт,} \end{aligned}$$

где K – поправочный коэффициент, принимаемый с учётом типа источника света;

K_c – коэффициент спроса, $K_c = 0,95 [14]$;

P_H – установленная мощность источников света.

Прохождение тока по проводнику вызывает его нагревание. Расчёт проводов по току нагрузки сводится к определению тока, при длительном протекании которого нагрев не превысит значений, установленных ПУЭ для определённой конструкции проводов. Для двухпроводной сети, значения рабочего тока будут определяться по формуле:

$$\begin{aligned} I_p &= \frac{P_H}{U_{\phi} \cdot \cos \varphi} = & (10.6) \\ &= \frac{33440}{220 \cdot 0,9} = 168 \text{ А.} \end{aligned}$$

Выбираем осветительный щиток типа УОЩВ-6, в котором установлены четыре автомата А3714/7 и провод типа АПВ с сечением $ж$ ил 70 мм^2 .

От осветительного щитка отходят четыре группы присоединений. Потеря напряжения в одной из групп определяем по следующему выражению:

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$\Delta U = \frac{M}{C \cdot S}, \quad (10.7)$$

где C – коэффициент, для двухпроводной сети $C = 7,4$;
 M – момент нагрузки, определяется по формуле:

$$\begin{aligned} M &= n \cdot P \cdot \lambda = \\ &= 16 \cdot 0,4 \cdot 31 = 198,4 \text{ кВт} \cdot \text{м}, \end{aligned} \quad (10.8)$$

где λ – приведённая длина до центра нагрузки;

$$\Delta U = \frac{198,4}{7,4 \cdot 70} = 3,83\%.$$

Норма освещённости аварийного освещения в цехе составляет 5% от рабочего, то есть $E_{\min.A} = 0,05 \cdot 75 = 3,75 \text{ лк}$

. Для аварийного освещения выбираем лампы накаливания типа ЛН и светильники паППД.

Далее находим суммарный световой поток, необходимый для создания освещённости в 3,75 лк, используя формулу:

$$\Phi_{\text{л. сум. А}} = \frac{3,75 \cdot 136 \cdot 68 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{0,52} = 95370 \text{ лм}. \quad (10.9)$$

Принимаем для освещения лампы ЛН мощностью 300 Вт, с световым потоком $\Phi_{\text{л}} = 4800 \text{ лм}$

Определяем необходимое число ламп:

$$n_{\text{л. А}} = \frac{95370}{4800} = 19,8 \approx 20 \text{ шт}. \quad (10.10)$$

Распределяем эти лампы по длине цеха в один ряд.

Расчётная электрическая нагрузка, будет определяться по формуле:

$$\begin{aligned} P_{\text{ро}} &= K_c \cdot P_H = \\ &= 0,95 \cdot 6000 = 5700 \text{ Вт}. \end{aligned} \quad (10.11)$$

Далее определим значение рабочего тока:

$$I_p = \frac{5700}{220 \cdot 0,9} = 28,8 \text{ А}. \quad (10.12)$$

Выбираем осветительный щиток типа ЯОУ-8504, в котором установлены два автомата АЕ-2046-10 и провод типа АПВ с сечением жил 50 мм².

					ЮУРГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Питание осветительных установок третьей категории для данного цеха производится от двух трансформаторной подстанции.

Аварийное и рабочее освещение имеют самостоятельное питание, начиная от распределительного щита подстанции.

Таблица 29 – Светотехническая ведомость

Характеристика помещения				Коэффициенты отражения			Вид освещения	Система освещения	Норм. освещ., лк	Коэф. запаса	Светильник		Лампа		Устан. мощность, Вт	Уд. мощность Вт/м ²
Наименование	Площадь АхВ, м ²	Высота Нр, м	Класс пом. по среде	$\rho_{ст}$	$\rho_{л}$	$\rho_{пол}$					тип	Кол-во	тип	Мощность, Вт		
РМЦ	9248	12	норма	30	50	10	рабочее	общая	75	1,3	СДДРЛ	32	ДРЛ	1000	32000	3,4
Админ.бытовой комплекс	5220	12	норма	30	50	10	рабочее	общая	75	1,3	СДДРЛ	44	ДРЛ	400	44000	8,4
Склад	5020	12	норма	30	50	10	рабочее	общая	75	1,3	СДДРЛ	25	ДРЛ	700	25000	4,9

Таблица 30 – Электротехническая ведомость

№ группы (наименование нагрузки)	Расчетные данные				Проводка			L, м	ΔU , %	Коммутационно-защитная аппаратура Тип
	P, кВт	Q, кВт	cosφ	I _p , А	Способ прокладки	Марка, сечение	I _{доп.} , А			
РМЦ	33,4	25,1	0,8	168	Коробах	АПВ 70мм ²	170	750	3,8	УОЩВ-6
Админ.бытовой комплекс	45,9	34,4	0,8	185	Коробах	АПВ 95мм ²	215	400	8,4	УОЩВ-6
Склад	26,1	21	0,8	136	Коробах	АПВ 70мм ²	170	350	4,9	УОЩВ-6

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном разделе рассмотрены вопросы организационных технических мероприятий, а также средств, обеспечивающие защиту людей от опасного воздействия на них электрического тока.

В данном разделе будет проведён расчёт заземляющего устройства ТП-1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
						63

Для обеспечения безопасности людей должны быть сооружены заземляющие устройства, к которым надёжно должны быть подключены металлические части электроустановки корпуса электрооборудования.

Согласно ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 40 м. Заземляющее устройство состоит из пяти вертикальных электродов из угловой стали $50 \times 50 \times 5$ длиной 3 м, соединённых стальной полосой – 40Х4, проложенной на глубине 0,5 м.

Сопротивление одиночного вертикального электрода, будет определяться по формуле:

$$R_{OB} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_c}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{b} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right) =$$

$$= \frac{0,366 \cdot 25,12 \cdot 1,3}{2} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,5 + 3}{4 \cdot 2,5 - 3} \right) = 13,22 \text{ Ом},$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, $\rho = 25,12 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [12];

l – длина заземлителя, $l = 3 \text{ м}$;

b – ширина полки, $b = 0,05 \text{ м}$;

t – глубина заложения заземлителя, $t = 2,5 \text{ м}$;

Сопротивление растеканию тока горизонтальной полосы, определяется по выражению:

$$R'_T = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot K_c}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{II}^2}{b_{II} \cdot t} =$$

$$= \frac{0,366 \cdot 25,12 \cdot 2,3}{20} \cdot \lg \frac{2 \cdot 20^2}{0,04 \cdot 0,5} = 4,86 \text{ Ом},$$

где K_c – коэффициент сезонности, $K_c = 2,3$;

l_{II} – длина полосы, $l_{II} = 20 \text{ м}$;

b_{II} – ширина полосы, $b_{II} = 0,04 \text{ м}$;

t – глубина заложения, $t = 0,5 \text{ м}$.

$$R_T = \frac{R'_T}{2} = \frac{4,86}{2} = 2,43 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление пяти электродов, найдём по формуле:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{OB}}{n \cdot \delta \cdot b} =$$

$$= \frac{13,22}{5 \cdot 0,675} = 3,92 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление заземляющего устройства, определяется по выражению:

$$R = \frac{R_{\Sigma} \cdot R_T}{R_{\Sigma} + R_T} \leq 4 \text{ Ом};$$

$$R = \frac{3,92 \cdot 2,43}{3,92 + 2,43} = 1,50 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}.$$

Схема заземляющего устройства приведена на рис. 28:

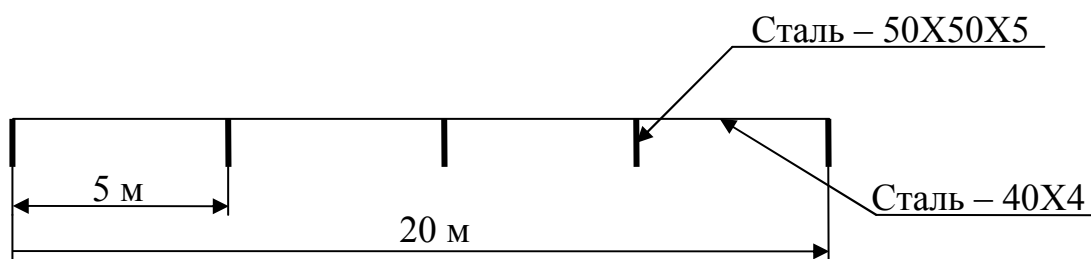


Рисунок 12 – Схема заземляющего устройства

11.1 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000В

Электрические установки и устройства должны быть в полной исправности, для чего в соответствии с правилами эксплуатации их нужно периодически проверять.

Нетокпроводящие части, которые могут оказаться под напряжением в результате пробоя изоляции, должны быть надежно заземлены.

Запрещается проводить работы или испытания электрического оборудования и аппаратуры, находящихся под напряжением, при отсутствии или неисправности защитных средств, блокировки ограждений или заземляющих цепей. Для местного переносного освещения должны применяться специальные светильники с лампами на напряжение 12 В. Пользоваться неисправным или непроверенным электроинструментом (паяльниками, сварочным и другими трансформаторами) запрещается. В помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током (сырые, с токопроводящими полами, пыльные) работы должны выполняться с особыми предосторожностями. Большое значение уделяется защитным средствам.

11.1.1 ОТКЛЮЧЕНИЕ ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

Отключают оборудование, которое требует ремонта, и те токоведущие части, к которым можно случайно прикоснуться или приблизиться на опасное расстояние. Отключенный участок должен иметь видимые разрывы с каждой стороны токоведущих частей, на которые может быть подано напряжение. Видимые разрывы обеспечивают отключенными разъединителями, выключателями нагрузки, рубильниками, снятыми предохранителями,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР

Лист

65

отсоединенными перемычками или частями ошиновки.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, 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 приводах 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;

установлено заземление;

вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

11.1.2 ПРОВЕРКА ОТСУТСТВИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Сначала снимают постоянные ограждения. Подключают переносное заземление к металлической шине, соединенной с заземляющим устройством. Указателем напряжения проверяют отсутствие напряжения, но перед этим необходимо обязательно проконтролировать его исправность, приблизив щуп (контакт-электрод) к находящейся под напряжением токоведущей части на расстояние, достаточное для появления свечения лампы (светодиода). Если она начинает светиться, значит указатель исправен.

Исправным указателем проверяют отсутствие напряжения между фазами, между каждой фазой и землей, между фазами и нулевым проводом. Если указатель покажет напряжение на токоведущей части, необходимо установить на место снятые ограждения и найти причину появления напряжения. Делать заключение об отсутствии на установке напряжения по показаниям сигнальных ламп, вольтметра нельзя, так как они являются только дополнительными средствами контроля.

11.1.3 НАЛОЖЕНИЕ И СНЯТИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

После проверки отсутствия напряжения, отключенные части немедленно заземляют с помощью переносного заземления, один конец которого уже был соединен с заземляющим устройством. При этом зажимы переносного заземления накладывают на отключенные токоведущие части сначала с помощью изолирующей штанги, а затем уже закрепляют эти зажимы штангой или вручную. Снимают заземление (после окончания работ) в обратном

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

порядке: сначала с токоведущих частей, а затем с заземляющей шины с помощью изолирующей штанги. Все работы выполняют в диэлектрических перчатках.

11.1.4 ОГРАЖДЕНИЯ РАБОЧЕГО МЕСТА И ВЫВЕШИВАНИЕ ПЛАКАТОВ БЕЗОПАСНОСТИ

Вдоль пути от входа в электроустановку до места ремонтных работ устанавливаются временные ограждения или переносные щиты, на которых (а также на постоянных ограждениях соседних ячеек) вывешивают предупреждающие плакаты ("Стой — напряжение"), на месте работ — предписывающие плакаты ("Работать здесь", "Влезать здесь"). Работы в электроустановках должен выполнять обученный персонал, имеющий квалификационные группы электробезопасности (I -V), а технические мероприятия — оперативный персонал (один из них должен иметь квалификационную группу не ниже IV).

Организационные мероприятия при подготовке рабочего места и в период выполнения ремонтных работ включают: оформление наряда-допуска (наряда) или распоряжения; допуск к работе; надзор во время работы; занесение в журнал записей о перерывах в работе, переходов на другое рабочее место, об окончании работы.

Наряд-допуск (наряд) — составленное на специальном бланке распоряжение на безопасное проведение работы, определяющее ее содержание, место, время начала и окончания, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасное выполнение работы.

Работающие отвечают за выполнение ими правил безопасности и указаний, полученных при допуске к работе и во время работы.

11.2 СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ

11.2.1 ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ

Изолирующие защитные средства от поражения электрическим током в зависимости от рабочего напряжения электроустановок делятся на:

- основные защитные средства в электроустановках напряжением до 1 кВ;
- дополнительные защитные средства в электроустановках напряжением до 1 кВ;
- основные защитные средства в электроустановках напряжением выше 1 кВ;
- дополнительные защитные средства в электроустановках напряжением выше 1 кВ;

Основными называются такие защитные средства, изоляция которых надежно выдерживает рабочее напряжение в электроустановках и позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Дополнительные защитные средства представляют собой средства, которые

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить безопасность от поражения электрическим током. Они являются дополнительной к основным средствам мерой защиты, а также служат для защиты от напряжения прикосновения, шагового напряжения и дополнительным защитным средством для защиты от воздействия электрической дуги и продуктов ее горения.

Применяемые изолирующие защитные средства от поражения электрическим током должны соответствовать государственным и отраслевым стандартам (ГОСТ, ОСТ), техническим условиям (ТУ), техническим описаниям (ТО). При проведении работ с использованием изолирующих защитных средств от поражения электрическим током должны строго соблюдаться правила Техники безопасности.

К индивидуальным средствам защиты относятся:

- Галоши и боты диэлектрические (ГОСТ 13385-78).

Галоши и боты диэлектрические являются дополнительным средством защиты от поражения электрическим током при работе в закрытых электроустановках, а также в открытых – при отсутствии дождя и мокрого снега. Галоши разрешается применять при напряжении до 1 кВ и температурах от -30° до $+50^{\circ}$ С, боты применяют при напряжении более 1 кВ и в том же интервале температур;

- Перчатки резиновые диэлектрические (ТУ 38305-05-257-89).

Перчатки являются дополнительным изолирующим средством при работах на установках напряжением, превышающим 250 В, и основным изолирующим средством на установках напряжением, не превышающим 250 В. Изготавливаются методом штанцевания (вырубания) одного размера отдельно на правую и левую руку;

Перчатки резиновые диэлектрические бесшовные (ГОСТ 12.4.183-91, ТУ 38.306-5-63-97).

Перчатки являются основным средством от поражения постоянным или переменным электрическим током напряжением, не превышающим 1 кВ, и дополнительным средством при напряжении выше 1 кВ в интервале температур от -40° до $+30^{\circ}$ С. Изготавливаются формовым методом отдельно на правую и левую руку с ровно срезанными краями манжет.

- Ковры резиновые диэлектрические (ГОСТ 4997-75).

Ковры предназначены для защиты работающих от поражения электрическим током. Они являются дополнительным защитным средством при работе на электроустановках напряжением до 1 кВ. Применяются при температуре от -15° до $+40^{\circ}$ С. Ковры представляют собой резиновую пластину с рифленой лицевой поверхностью.

На каждом изделии среди других данных проставляются даты изготовления и испытания, которые указывают на эксплуатационную пригодность средств индивидуальной защиты. Диэлектрические свойства перчаток, бот и галош ухудшаются по мере их хранения и эксплуатации. Необходимо периодически через 6 месяцев проводить их испытания на диэлектрические свойства независимо от того, были они в эксплуатации или нет.

					<i>ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При использовании средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током они должны быть сухими и оберегаться от механических повреждений. Каждый раз перед применением они должны подвергаться тщательному внешнему осмотру и в случае обнаружения каких –либо повреждений должны быть изъяты.

Диэлектрические боты, галоши, перчатки и ковры должны храниться в закрытых помещениях на расстоянии не менее 0,5 м . от отопительных приборов. При хранении необходимо защищать их от прямого воздействия солнечных лучей и не допускать соприкосновения их с маслами, бензином, керосином, кислотами, щелочами и другими веществами, разрушающими резину.

11.2.2 КОЛЛЕКТИВНЫЕ

Средства коллективной защиты - средства защиты, конструктивно и функционально связанные с производственным процессом, производственным оборудованием, помещением, зданием, сооружением, производственной площадкой.

В зависимости от назначения коллективные средства защиты делятся на:

- средства нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест, локализации вредных факторов, отопления, вентиляции;
- средства нормализации освещения помещений и рабочих мест (источники света, осветительные приборы и т.д.);
- средства защиты от ионизирующих излучений (оградительные, герметизирующие устройства, знаки безопасности и т.д.);
- средства защиты от инфракрасных излучений (оградительные; герметизирующие, теплоизолирующие устройства и т.д.);
- средства защиты от ультрафиолетовых и электромагнитных излучений (оградительные, для вентиляции воздуха, дистанционного управления и т.д.);
- средства защиты от лазерного излучения (ограждение, знаки безопасности);
- средства защиты от шума и ультразвука (ограждение, глушители шума);
- средства защиты от вибрации (виброизолирующие, виброгасящие, вибропоглощающие устройства и т.д.);
- средства защиты от поражения электротоком (ограждения, сигнализация, изолирующие устройства, заземление, зануление и т.д.);
- средства защиты от высоких и низких температур (ограждения, термоизолирующие устройства, обогрев и охлаждение);
- средства защиты от воздействия механических факторов (ограждение, предохранительные и тормозные устройства, знаки безопасности);
- средства защиты от воздействия химических факторов (устройства для герметизации, вентиляции и очистки воздуха, дистанционного управления и т.д.);
- средства защиты от воздействия биологических факторов (ограждение, вентиляция, знаки безопасности и т.д.)

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В общем виде коллективные средства защиты делятся на: оградительные, предохранительные, тормозные устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления, знаки безопасности.

Оградительные устройства предназначены для предотвращения случайного попадания человека в опасную зону. Эти устройства применяются для изоляции движущихся частей машин, зон обработки станков, прессов, ударных элементов машин от рабочей зоны. Устройства подразделяются на стационарные, подвижные и переносные. Они могут быть выполнены в виде защитных кожухов, козырьков, барьеров, экранов; как сплошными, так и сетчатыми. Изготавливают их из металла, пластмасс, дерева.

Стационарные ограждения должны быть достаточно прочными и выдерживать любые нагрузки, возникающие от разрушающих действий предметов и срыва обрабатываемых деталей и т.д. Переносные ограждения в большинстве случаев используют как временные.

Предохранительные устройства используют для автоматического отключения машин и оборудования при отклонении от нормального режима работы или при попадании человека в опасную зону. Эти устройства могут быть блокирующими и ограничительными. Блокирующие устройства по принципу действия бывают: электромеханические, фотоэлектрические, электромагнитные, радиационные, механические. Ограничительные устройства являются составными частями машин и механизмов, которые разрушаются или выходят из строя при перегрузках.

Широко используются тормозные устройства, которые можно подразделить на колодочные, дисковые, конические и клиновые. В большинстве видов производственного оборудования используют колодочные и дисковые тормоза. Тормозные системы могут быть ручные, ножные, полуавтоматические и автоматические.

Для обеспечения безопасной и надежной работы оборудования информационные, предупреждающие, аварийные устройства автоматического контроля и сигнализации очень важны. Устройства контроля – это приборы для измерения давлений, температуры, статических и динамических нагрузок, характеризующих работу машин и оборудования. При объединении устройств контроля с системами сигнализации значительно повышается их эффективность. Системы сигнализации бывают: звуковыми, световыми, цветовыми, знаковыми, комбинированными.

Для защиты от поражения электрическим током применяются различные технические меры. Это – малые напряжения; электрическое разделение сети; контроль и профилактика повреждения изоляции; защита от случайного прикосновения к токоведущим частям; защитное заземление; защитное отключение; индивидуальные средства защиты.

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате расчета электрических нагрузок по предприятию получили $P_p^{IV} = 8348 \text{ кВт}$. Далее, в результате технико-экономического сравнения, были выбраны трансформаторы ГПП ТДНС-10000/35. Рассчитаны токи короткого замыкания, с учетом которых выбрано необходимое оборудование схем внутреннего (10 кВ) и внешнего (35 кВ) электроснабжения. Произведена компенсация реактивной мощности и выбраны батареи конденсаторов. Произведён расчёт электрического освещения и выбраны соответствующие

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

лампы, осветительные щитки, провод: для механического цеха, склада и АБК. Произведён расчёт защитного заземления ТП-1. Произведён расчёт сметы на строительство схемы внешнего электроснабжения, а также посчитана рентабельность проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электроснабжение железорудных горнообогатительных комплексов/ М., 1978;
2. Электрификация открытых горных работ/ Шуцкий В.И., Волощенко Н. И., Плащанский Л. А. – М., 1987;
3. Проектирование электроснабжения объектов горно-обогатительных предприятий/ Декопов Б. И., Загриновский Р. И., Купербург А. Д. – М., 1989.;

					ЮУрГУ 545.13.03.02.1932.2019 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

4. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.;
5. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1/ А. М. Ершов, О. А. Петров, Ю. В. Ситчихин – Челябинск, 1985. – 55 с.;
6. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М: Изд. ПЦ ЭНАС, 2006 – 320с. ил.
7. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2/ А. М. Ершов, О. А. Петров – Челябинск, 1987. – 43 с.;
8. Электронный справочник V2.0;
9. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб. Пособие/ Г.Н. Ополева– М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2008. – 480 с.;
10. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высш. учеб. заведений/ Т. Ф. Басова, Е. И. Борисов, В. В. Бологова и др.; Под ред. Н. Н. Кожевникова – М., – 2004. – 432 с.;
11. Электроснабжение и электрооборудование горных предприятий/ Г. Д. Медведев – М., – 1988. – 357 с.;
12. Проектирование электрического освещения: Учебное пособие для вузов/ Б. И. Заславец, А. И. Жданов, Г. Б. Белых – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ», 2007. – 164 с.;
13. Электрическое освещение: справочник/ В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Соцукевич – Минск: Техноперспектива, 2007. – 255 с.
14. Электротехнический справочник. В 3-х т. Т1. Э45 Общие вопросы. Электротехнические материалы/ Под общ. Ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. – 6-е изд., испр. и доп. – М.: Энергия, 1980. 520 с., ил.