

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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

_____ С.С. Голощапов

« _____ » _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РАЙОНА КОНВЕРТОРНОГО ЦЕХА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

Консультанты:

Безопасность электроснабжения

_____ / Гладких В.М.
должность / ФИО
подпись / ФИО
_____ 20 _____ г.

Автор проекта

студент группы МиЭТ-543

_____ / Голоскоков Д.С.
подпись / ФИО
_____ 20 _____ г.

Релейная защита электроснабжения

_____ / Л.М. Четошникова
д.т.н., профессор / должность
подпись / ФИО
_____ 20 _____ г.

Руководитель проекта

_____ / Н.И. Смоленцев
к.т.н., доцент / должность
подпись / ФИО
_____ 20 _____ г.

Нормоконтроль

_____ / Н.И. Смоленцев
к.т.н., доцент / должность
подпись / ФИО
_____ 20 _____ г.

АННОТАЦИЯ

Голоскоков Д.С.
Электроснабжение района
конверторного цеха
металлургического завода. Миасс:
ЮУрГУ, МиЭт-543. 2018 г.,
101 лист, 38 таблиц, 15 рисунков.
Библиография литературы – 9
наименований. 4 листа чертежей
формата А1.

В данном дипломном проекте спроектирована система электроснабжения района конверторного цеха металлургического завода. Предложенная система позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии.

В ходе проекта произведен расчет электрических нагрузок как одного цеха, 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. Осуществлено технико-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения. Произведена компенсация реактивной мощности. Рассмотрена релейная защита синхронного двигателя.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Голоскоков Д.С.			Электроснабжение района конверторного цеха металлургического завода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		Смоленцев Н.И.					5	101
<i>Н.контр.</i>		Смоленцев Н.И.				ЮУрГУ Кафедра Автоматики		
<i>Утв.</i>								

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ	4
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	7
ВВЕДЕНИЕ	8
ХАРАКТЕРИСТИКА КИСЛОРОДНО-КОНВЕРТОРНОГО ПРОЦЕССА	9
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ	11
1.1 Расчет электрических нагрузок по инструментальному цеху	11
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	18
1.3 Построение картограммы электрических нагрузок	20
2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	23
3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	30
3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения	30
3.2 Выбор аппаратов схемы внешнего электроснабжения	33
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	40
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	50
5.1 Выбор величины напряжения	50
5.2 Построение схемы внутренней электрической сети	50
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	50
5.4 Расчет питающих линий	50
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	53
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	59
7.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	59
7.2 Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения	59
7.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока	65
7.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции	66
8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	69
8.1 Описание схемы электроснабжения	69
8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности	70
8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками	71
8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений	72
8.5 Определение реактивной мощности источников	73
8.6 Определение мощности высоковольтной БК	75
9 ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	77
10 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ	79
10.1 Обоснование установки устройств плавного пуска	79

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		5

10.2 Способы пуска синхронных двигателей	80
10.3 Устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей серии УППВЭ	81
11 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ	89
11.1 Защита от междуфазных замыканий	89
11.2 Защита от однофазных замыканий на землю	91
11.3 Защита от перегруза	92
11.4 Защита от асинхронного режима	93
11.5 Защита минимального напряжения	93
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
Библиографический список	101

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		6

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 25455 кВА.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 30705 кВА.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 2 категорий.
4. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 42156 кВА;
5. Коэффициент реактивной мощности: ;
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3200 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-120/19;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 3 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДН-32000/110;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 630, 800, 1250, 2500 кВА;
12. Кабельные линии выполнены кабелем марки ААШв.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

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 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 и характером потребителей электроэнергии. Широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной также характерно для современного развития систем электроснабжения.

Т.о. 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.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЦЕССА

КИСЛОРОДНО-КОНВЕРТОРНОГО

Кислородно-конвертерный процесс с верхней продувкой заключается в продувке жидкого чугуна кислородом, подводимым к металлу сверху через сопла водоохлаждаемой фурмы. При этом выгорают примеси чугуна - углерод, кремний, марганец, сера, фосфор, а продукты этих реакций переходят в шлак или газовую фазу.

Плавка в кислородном конвертере включает следующие периоды:

1) Заправка. По необходимости производят торкретирование футеровки конвертера и мелкий ремонт;

2) Загрузка лома. Стальной лом загружают в наклоненный конвертер совками. Их объем рассчитывают таким образом, чтобы загрузка обеспечивалась одним-двумя совками. Во избежание повреждения футеровки лом в совки укладывают так, чтобы при загрузке в конвертер первым попал легковесный лом. После загрузки лома в конвертер для ускорения шлакообразования зачастую загружают известь (до 60% от общего расхода на плавку);

3) Заливка чугуна. Жидкий чугун с температурой 1260 - 1450°C заливают в наклоненный конвертер одним ковшом;

4) Продувка.

После заливки чугуна конвертер поворачивают в вертикальное положение, вводят кислородную фурму и, включая подачу кислорода, начинают продувку. Фурма в течение продувки находится на высоте 4,8 - 0,8 м от уровня ванны в спокойном состоянии, причем для ускорения шлакообразования продувку начинают при повышенном положении фурмы, а через 2 - 4 мин ее опускают до оптимального положения.

В течение первой трети длительности продувки в конвертер несколькими порциями загружают известь; первую порцию извести загружают после "зажигания" плавки; вместе с первой порцией извести вводят плавиковый шпат и иногда другие флюсующие добавки.

Продувка до заданного содержания углерода в металле продолжается 12-18 мин в зависимости от принятой в том или ином цехе интенсивности продувки, находящейся в пределах 2,5 - 5 м³/(т·мин).

В течение продувки протекают следующие основные металлургические процессы:

а) окисление составляющих жидкого металла вдуваемым кислородом: окисляется избыточный углерод, а также кремний, марганец и небольшое количество железа; газообразные продукты окисления углерода (СО и немного СО₂) удаляются из конвертера через горловину, остальные - переходят в шлак;

б) шлакообразование: основной шлак начинает формироваться с первых секунд продувки из продуктов окисления составляющих металла (SiO₂, MnO, FeO, Fe₂O₃, P₂O₅), загружаемой в конвертер извести (СаО), а также оксидов, вносимых миксерным шлаком, ржавчиной стального лома и растворяющейся футеровкой;

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		9

с) дефосфорация и десульфурация: в образующийся основной шлак удаляется часть содержащихся в шихте вредных примесей фосфора и серы;

д) нагрев металла до требуемой перед выпуском температуры (1600 – 1650 °С) за счет тепла экзотермических реакций окисления составляющих жидкого металла;

е) расплавление стального лома, обычно заканчивающееся в течение первых 2/3 длительности продувки;

ф) удаление вредных газов: вместе с выделяющимися из ванны пузырями СО удаляется часть растворенных в жидком металле вредных газов - водорода и азота;

г) вынос дисперсных частиц железа и его оксидов отходящими из конвертера газами, испаряющихся в высокотемпературной подфурменной зоне.

5) Отбор проб, замер температуры, ожидание анализа, корректировка.

Продувка должна быть закончена при таком содержании углерода в металле, чтобы после присадки раскислителей и легирующих, вносящих углерод, было получено требуемое в выплавляемой марке стали количество углерода. Момент окончания продувки определяют по показаниям АСУ, количеству израсходованного кислорода, длительности продувки. После окончания продувки конвертер наклоняют, отбирают пробу, отправляя ее на анализ, и замеряют температуру термопарой погружения. Если по результатам анализа и замера температуры параметры металла соответствуют заданным, плавку выпускают; в случае несоответствия проводят корректирующие операции.

6) Выпуск с раскислением.

Металл из конвертера выпускают через летку, одновременно присаживая раскислители в сталеразливочный ковш на струю металла. На многих заводах при выпуске загущают попадающий в ковш шлак присадками извести или доломита или осуществляют отсечку конвертерного шлака.

7) Слив шлака.

Шлак сливают через горловину, наклоняя конвертер в противоположную от летки сторону. Такой слив исключает размывание шлаком канала летки.

8) Осмотр футеровки конвертера.

После выпуска очередной плавки визуально контролируют состояние футеровки и летки конвертера, определяя возможность проведения очередной плавки.

9) Доводка металла в ковше.

В цехах с непрерывной разливкой стали во время выпуска металла в ковш присаживают ферросплавы, содержащие марганец, кремний, хром и реже другие элементы из расчета на нижний предел их содержания в стали; после окончания выпуска ковш транспортируют на установку внепечной обработки.

Длительность всего цикла составляет 30-45 мин.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		10

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ

1.1 Расчет электрических нагрузок по инструментальному цеху

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм[1].

В начале расчета приводим мощность электроприёмников (ЭП), работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100%. Это сварочные трансформаторы и выпрямители, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

$$\frac{P_{н}}{K_{пк}}$$

Определяем средние активные и реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

где $K_{пк}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену, приводятся в электротехническом справочнике [2]; $K_{р}$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Затем определяем сумму средних мощностей ЭП отделения:

После этого находим эффективное число электроприёмников по отделениям:

$$\frac{P_{сум}}{P_{н}}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		11

Далее определяем средневзвешенный коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену по отделению:

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных [1].

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

Расчётные мощности ЭП отделений определяем по формулам:

Полная расчетная мощность ЭП отделений:

Расчётный ток ЭП отделений:

где – номинальное напряжение цеховой сети.

В результате произведённых расчётов по приведенным формулам полученные данные сводим в таблицу 1.

Среди электроприёмников есть как трёхфазные так и однофазные, питаемые на линейном или фазном напряжении. Необходимо как можно равномернее распределить однофазную нагрузку между фазами, чтобы не возникали недопустимые напряжения обратной последовательности и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других. В таблице 2 приведён расчёт наиболее загруженной фазы отделения токов высокой частоты и сварки для однофазных электроприёмников.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		12

Загрузку фаз определяем по полной средней мощности:

где n – число электроприемников, подключенных соответственно на линейные напряжения U и U_0 ; m – число однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение U_0 ; $k_{(U)}$ и $k_{(U_0)}$ – коэффициенты приведения активной мощности однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения U и U_0 , к фазе « A »; $q_{(U)}$ и $q_{(U_0)}$ – тоже по реактивной мощности; $\operatorname{tg} \varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение U_0 .

Значения коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности берем из учебного пособия [1].

За среднюю активную и реактивную мощность принимаем утроенную мощность наиболее загруженной фазы.

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $t_{\text{нагр}}$ – тепловая постоянная времени нагрева, для 3-го уровня электроснабжения составляет 2,5 часа, для 2-го уровня равна 10 минут и число электроприёмников формирующих график нагрузки цеха больше чем в отделении, поэтому значения коэффициента расчётной мощности берем из другой таблицы. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт, то

берем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по инструментальному цеху сводим в таблицу 1.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		13

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок по инструментальному цеху

Исходные данные							Расчетные величины			n _э	K _{ра}	K _{рр}	Расчетная			I _р , А
По заданию технологов				Справочные			P _{ср} =k _{на} ·P _{ном}	Q _{ср} =k _{на} ·P _{ном} ·tgφ	n·P _{ном}				P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
Наименование узлов СЭС и приемников	Кол-во ЭП	Номинальные мощности, кВт		k _{на}	cosφ	tgφ										
		Одного ЭП	Всех ЭП													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Заточное отделение ШР-1																
1. Станок для заточки сверл	2	8,5	17,0	0,14	0,50	1,73	2,4	4,1	144,5							
2. Станок универсально-заточный	3	8,8	26,4	0,20	0,65	1,17	5,3	6,2	232,3							
3. Станок для заточки протяжек	3	1,3	3,9	0,14	0,50	1,73	0,5	0,9	5,1							
4. Станок для доводки резцов	2	1,3	2,6	0,14	0,50	1,73	0,4	0,6	3,4							
5. Станок обдирочно-шлифовальный	3	8,5	25,5	0,20	0,65	1,17	5,1	6,0	216,8							
6. Станок координатно-расчетный	6	6,7	40,2	0,20	0,65	1,17	8,0	9,4	269,3							
7. Кран-балка	1	1,0	1,0	0,20	0,50	1,73	0,2	0,3	1,0							
Итого силовой нагрузки по ШР-1:	20		117	0,19	0,62	1,26	21,9	27,6	872,4	16	1,26	1,04	27,6	28,7	39,9	61
Лекальное отделение ШР-2																
8. Станок плоскошлифовальный	5	4,3	21,5	0,17	0,65	1,17	3,7	4,3	92,5							
9. Станок обдирочно-шлифовальный	3	2,4	7,2	0,20	0,65	1,17	1,4	1,7	17,3							
10. Станок заточный	3	1,7	5,1	0,14	0,50	1,73	0,7	1,2	8,7							
11. Станок сверлильный	2	2,2	4,4	0,14	0,65	1,17	0,6	0,7	9,7							
Итого силовой нагрузки по ШР-2:	13		38,2	0,17	0,63	1,23	6,4	7,9	128,1	11	1,50	1,05	9,6	8,3	12,7	19

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 1

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная						
По заданию технологов				Справочные			$P_{ср} = k_{на} \cdot P_{ном}$	$Q_{ср} = k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi$	$n \cdot P_{ном}^2$	$n_э$	$K_{ра}$	K_{pp}	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$S_p, кВА$	$I_p, А$
Наименование узлов СЭС и приемников	Кол-во ЭП	Номинальные мощности, кВт		$k_{на}$	$cos\varphi$	$tg\varphi$										
		Одного ЭП	Всех ЭП													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Отделение токов высокой частоты и сварки ШР-3																
12. Однофазная нагрузка	7		193,4				140,7	385,5	30599,4							
13. Вибратор	1	2,8	2,8	0,20	0,70	1,02	0,6	0,6	7,8							
14. Печь электрическая	3	45	135,0	0,80	0,95	0,33	108,0	35,5	6075,0							
15. Выпрямитель сварочный	2	19	38,0	0,20	0,50	1,73	7,6	13,2	722,0							
16. Станок заточной	3	1,7	5,1	0,14	0,50	1,73	0,7	1,2	8,7							
Итого силовой нагрузки по ШР-3:	16		374,3	0,71	0,52	1,64	265,6	436,0	37412,9	4	1,06	1,09	281,5	473,5	550,9	837
Кузнечно-термическое отделение ШР-4																
17. Ножницы гильотинные	2	9	18,0	0,24	0,65	1,17	4,3	5,1	162,0							
18. Ножницы листовые	1	7	7,0	0,17	0,50	1,73	1,2	2,1	49,0							
19. Молот	4	28	112,0	0,24	0,65	1,17	26,9	31,4	3136,0							
20. Пресс	3	7	21,0	0,20	0,65	1,17	4,2	4,9	147,0							
21. Станок полировальный	2	8,5	17,0	0,20	0,65	1,17	3,4	4,0	144,5							
22. Машина стыковой сварки	3	30	90,0	0,35	0,70	1,02	31,5	32,1	2700,0							
23. Кран-балка	1	1	1,0	0,20	0,50	1,73	0,2	0,3	1,0							
24. Печь электрическая камерная	3	65	195,0	0,60	0,98	0,20	117,0	23,8	12675,0							
25. Печь шахтная	2	60	120,0	0,80	0,95	0,33	96,0	31,6	7200,0							
26. Ванна соляная	3	75	225,0	0,60	0,90	0,48	135,0	65,4	16875,0							
27. Ванна цианистая	3	10	30,0	0,60	0,90	0,48	18,0	8,7	300,0							
28. Ванна для подогрева масла	2	6,8	13,6	0,60	0,90	0,48	8,2	4,0	92,5							
29. Вентилятор	6	2,2	13,2	0,70	0,80	0,75	9,2	6,9	29,0							
Итого силовой нагрузки по ШР-4:	35		862,8	0,53	0,90	0,48	455,1	220,2	43511,0	17	1,00	1,04	455,1	229,1	509,5	774

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 1

Исходные данные				Расчетные величины						n _э	K _{ра}	K _{pp}	Расчетная			I _p , А
По заданию технологов				Справочные			P _{ср} =K _{на} ·P _{ном}	Q _{ср} =K _{на} ·P _{ном} ·tgφ	n·P _{ном}				P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
Наименование узлов СЭС и приемников	Кол-во ЭП	Номинальные мощности, кВт		k _{на}	cosφ	tgφ										
		Одного ЭП	Всех ЭП													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Отделение оснастки ШР-5																
30. Станок обдирочно-шлифовальный	1	8,5	8,5	0,20	0,65	1,17	1,7	2,0	72,3							
31. Станок горизонтально-фрезерный	3	15,1	45,3	0,20	0,65	1,17	9,1	10,6	684,0							
32. Станок токарно-винторезный	2	12,9	25,8	0,20	0,65	1,17	5,2	6,0	332,8							
33. Станок шлифовальный	2	5,6	11,2	0,17	0,65	1,17	1,9	2,2	62,7							
34. Станок сверлильный	3	1,6	4,8	0,14	0,65	1,17	0,7	0,8	7,7							
35. Станок радиально-сверлильный	3	2,9	8,7	0,14	0,40	2,29	1,2	2,8	25,2							
36. Станок для заточки пил	2	10,0	20,0	0,14	0,50	1,73	2,8	4,8	200,0							
37. Станок вертикально-фрезерный	10	7,0	70,0	0,20	0,65	1,17	14,0	16,4	490,0							
38. Станок токарно-винторезный	3	17,6	52,8	0,20	0,65	1,17	10,6	12,3	929,3							
39. Станок горизонтально-фрезерный	3	9,9	29,7	0,20	0,65	1,17	5,9	6,9	294,0							
40. Станок строгальный	1	4,5	4,5	0,14	0,50	1,73	0,6	1,1	20,3							
41. Станок плоскошлифовальный	2	12,8	25,6	0,17	0,65	1,17	4,4	5,1	327,7							
42. Станок круглошлифовальный	3	36,3	108,9	0,17	0,65	1,17	18,5	21,6	3953,1							
43. Станок токарно-заточный	2	4,7	9,4	0,20	0,65	1,17	1,9	2,2	44,2							
44. Станок резьбо-шлифовальный	2	3,9	7,8	0,20	0,65	1,17	1,6	1,8	30,4							
45. Станок внутришлифовальный	1	7,2	7,2	0,20	0,65	1,17	1,4	1,7	51,8							
46. Станок токарно-винторезный	8	7,5	60,0	0,20	0,65	1,17	12,0	14,0	450,0							
47. Станок горизонтально-расточный	2	7,0	14,0	0,20	0,65	1,17	2,8	3,3	98,0							
48. Пила дисковая	3	9,6	28,8	0,12	0,40	2,29	3,5	7,9	276,5							
49. Диск отрезной	2	17,6	35,2	0,12	0,40	2,29	4,2	9,7	619,5							
50. Кран-балка	1	5,3	5,3	0,20	0,50	1,73	1,1	1,8	28,1							
Итого силовой нагрузки по ШР-5:	59		583,5	0,18	0,61	1,29	104,9	135,2	8997,6	38	1,03	1,03	108,1	138,9	176,0	267
Итого по инструментальному цеху	143		1975	0,43	0,72	0,97	854	827	90922	43	0,76	0,76	649	628	903	1373

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

Таблица 2 - Расчет однофазной нагрузки

Наименование узлов СЭС и эл.приемников	R _{ном}	n	n · P ² _{ном}	мощности эл.приемников, подкл. на U _л			коэффициенты приведения активной и реактивной мощности			Мощности эл.приемников, подключенных на U _ф			K _{гра}	cosφ	tgφ	средние мощности																				
				ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c				активные			реактивные																	
																a	b	c	a	b	c															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22															
Отделение токов высокой частоты и сварки ШПР-3																																				
ЭП, подкл. на U _л																																				
Установка высокочастотная	67,0	2	8978		67,0		c	1,29	1,08				0,7	0,35	2,68			60,5			50,7															
							a	-0,29	1,66																											
							b	1,29	1,08																											
							c	-0,29	1,66																											
Станок электроимпульсный	32,2	1	1036,8	32,2			a	0,8	0,22				0,35	0,7	1,02																					
							b	0,2	0,8																											
Всех ЭП, подкл на U _л	166,2	3	10015																																	
ЭП, подкл. на U _ф																																				
Трансформатор сварочный	6,8	4	184,96										20,4	6,8		0,2	0,3	3,18	4,1	1,4		13,0	4,3													
Всех ЭП, подкл на U _ф	27,2	4	184,96																																	
Итого по ШПР-3:	193,4	7	10200																																	
Полная мощность по фазам	a	93,31			Наиболее загружена фаза С																															
	b	90,59																																		
	c	136,80																																		

Изм. Лист № документа Подпись Дата

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов [2].

Расчетная осветительная нагрузка $p_{осв}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $ц$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $уд_{осв}$ в $\frac{кВт}{м^2}$ и коэффициента спроса на освещение $с_{осв}$ [1].

$$p_{осв} = ц \cdot уд_{осв} \cdot с_{осв}$$

$$p_{осв} = p_{осв} \cdot с_{осв}$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $cos\phi_{осв}$ зависит от типа устанавливаемых источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности.

Суммируем найденные активные и реактивные расчётные мощности и находим полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

$$P = P + p_{осв} \cdot cos\phi_{осв}$$

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

Результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 3.

Далее находим расчётную высоковольтную нагрузку. Высоковольтные потребители есть в цехах 5, 8, 9, 10, 11, в этих цехах установлены: синхронные двигатели. Результаты расчёта нагрузок высоковольтных электроприёмников сведены в таблицу 3.

Таблицу заканчивает строка «Предприятие», 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 указанных трансформаторах 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 схемы внешнего электроснабжения.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		18

Таблица 3 - Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов	$P_{ном}$, кВт	$\Sigma P_{ном}$, кВт	n_3	$K_{на}$	cos	tg	$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, кВт	$K_{ра}$	P_p , кВт	Q_p , кВт	$F_{д}$, м ²	$P_{уд.осв.}$, кВт/м ²	cos _{осв}	tg _{осв}	$K_{осв.}$	$P_{р.осв.}$, кВт	$Q_{р.осв.}$, кВт	$P_p+P_{р.осв.}$, кВт	$Q_p+Q_{р.осв.}$, кВт	S_p , 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																					
1.Цех ремонта прокатного оборудования		2950	68	0,50	0,75	0,88	1475	1301	0,75	1106,3	975,6	1945	0,015	0,7	1,02	0,8	23,3	23,8	1130	999	1508
2.Бытовые помещения		430	86	0,45	0,70	1,02	193,5	197	0,73	141,3	144,1	927	0,015	0,7	1,02	0,8	11,1	11,3	152	155	218
3.Химводоочистка		1725	101	0,80	0,85	0,62	1380	855	0,8	1104,0	684,2	1152	0,015	0,7	1,02	0,8	13,8	14,1	1118	698	1318
4.Цех подготовки составов с изложницами		2005	57	0,60	0,75	0,88	1203	1061	0,8	962,4	848,8	1765	0,015	0,7	1,02	0,8	21,2	21,6	984	870	1313
5.Кислородно-конверторный цех		21600	30	0,70	0,85	0,62	15120	9371	0,85	12852,0	7965,0	7347	0,015	0,7	1,02	0,8	88,2	89,9	12940	8055	15242
6.Магнитное отделение		2370	15	0,65	0,80	0,75	1541	1155	0,9	1386,5	1039,8	975	0,015	0,7	1,02	0,8	11,7	11,9	1398	1052	1750
7.Миксерное отделение		1655	20	0,70	0,85	0,62	1159	718	0,9	1042,7	646,2	955	0,015	0,7	1,02	0,8	11,5	11,7	1054	658	1243
8.Энергокорпус		1435	47	0,80	0,85	0,62	1148	711	0,85	975,8	604,7	832	0,015	0,7	1,02	0,8	10,0	10,2	986	615	1162
9.Эксгаустерное отделение		200	10	0,65	0,80	0,75	130	98	1	130,0	97,5	992	0,015	0,7	1,02	0,8	11,9	12,1	142	110	179
10.Компрессорная станция		350	40	0,75	0,85	0,62	262,5	163	0,85	223,1	138,3	808	0,015	0,7	1,02	0,8	9,7	9,9	233	148	276
11.Насосная станция		370	55	0,80	0,85	0,62	296	183	0,8	236,8	146,8	879	0,015	0,7	1,02	0,8	10,6	10,8	247	158	293
12.РМЦ		1975	43	0,43	0,72	0,97	853,9	827	0,76	649,0	628,4	642	0,015	0,7	1,02	0,8	7,7	7,9	657	636	914
13.Освещение территории												57460	0,002	0,7	1,02	0,6	69,0	70,3			
Итого (0,4 кВ):		37065	572	0,67	0,83	0,67	24761	16640		20810	13919						300	306	21109	14225	25455
Нагрузка 10 кВ																					
5.Кислородно-конверторный цех	800	2400	3	0,8	0,85	-0,62	1920	-1190	1	1920	-1190								1920	-1190	2259
8.Энергокорпус	500	3000	6	0,85	0,85	-0,62	2550	-1580	0,91	2321	-1580								2321	-1580	2808
9.Эксгаустерное отделение	1500	4500	3	0,85	0,9	-0,48	3825	-1853	1	3825	-1853								3825	-1853	4250
10.Компрессорная станция	3500	14000	4	0,85	0,85	-0,62	11900	-7375	0,97	11543	-7375								11543	-7375	13698
11.Насосная станция	800	4800	6	0,8	0,85	-0,62	3840	-2380	0,91	3494	-2380								3494	-2380	4228
	400	4000	10	0,8	0,85	-0,62	3200	-1983	0,9	2880	-1983								2880	-1983	3497
Итого (10 кВ):		32700	32	0,83	0,86	-0,60	27235	-16361		25983	-16361								25983	-16361	30705
Предприятие		69765		0,75	1,00	0,01	51996	280		46793	-2441								47092	-2136	47141

1.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения.

Расчёт картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$\frac{r}{p}$$

где p – минимальная активная расчетная мощность одного цеха;

r – радиус минимальной окружности.

Затем определяем радиус каждой окружности:

$$\frac{r}{p}$$

где p – расчётная активная нагрузка всего цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_n = \frac{p_n}{p_{\Sigma}}$$

где p_n – расчетные активные нагрузки электроприемников до 1 кВ.

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной. Расчетную осветительную нагрузку наружного освещения распределим равномерно между всеми цехами.

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям:

$$x_{ц} = \frac{\sum x_i p_i}{P}$$

$$y_{ц} = \frac{\sum y_i p_i}{P}$$

где x_i, y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		20

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её в сторону источника питания – подстанции энергосистемы [2].

Результаты расчётов картограммы электрических нагрузок сводим в таблицу 4.

Расположить ГПП в самом центре электрических нагрузок невозможно из-за близости цехов, поэтому необходимо сместить ГПП относительно центра в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Таблица 4 - Построение картограммы нагрузок

Наименование цеха, отделения, участка	P _p , кВт	P _{p.нв} , кВт	P _{p.вв} , кВт	P _{p.осв} , кВт	Y, м	X, м	m	R, мм	нв	вв	осв	
1.Цех ремонта прокатного оборудования	1135,3	1106,3	0	29,1	238	226	2,01	13,4	350,8	0,0	9,2	
2.Бытовые помещения	158,1	141,3	0	16,9	207	120	2,01	5,0	321,6	0,0	38,4	
3.Химводоочистка	1123,6	1104,0	0	19,6	208	354	2,01	13,3	353,7	0,0	6,3	
4.Цех подготовки составов с изложницами	989,3	962,4	0	26,9	173	195	2,01	12,5	350,2	0,0	9,8	
5.Кислородно-конверторный цех	14865,9	12852,0	1920	93,9	113	219	2,01	48,5	311,2	46,5	2,3	
6.Магнитное отделение	1403,9	1386,5	0	17,4	118	365	2,01	14,9	355,5	0,0	4,5	
7.Миксерное отделение	1059,9	1042,7	0	17,2	101	88	2,01	12,9	354,2	0,0	5,8	
8.Энергокорпус	3312,0	975,8	2321	15,7	67	95	2,01	22,9	106,1	252,2	1,7	
9.Экстаустерное отделение	3972,7	130,0	3825	17,7	65	237	2,01	25,1	11,8	346,6	1,6	
10.Компрессорная станция	11781,6	223,1	11543	15,4	67	347	2,01	43,2	6,8	352,7	0,5	
11.Насосная станция	3133,1	236,8	2880	16,3	49	173	2,01	22,3	27,2	330,9	1,9	
12.РМЦ	662,4	649,0	0	13,5	49	293	2,01	10,2	352,7	0,0	7,3	
					Координаты центра		94	248				

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Цеховые ТП служат для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на ТП;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности () равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора [1].

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 5[1].

Таблица 5 – Экономически целесообразная мощность тра-ра цеховой ТП

σ , кВ·А/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{\text{эт}}$, кВ·А	250	400	500	630	800
σ , кВ·А/м ²	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	>0,5
$S_{\text{эт}}$, кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

Определим число трансформаторов на каждой цеховой ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки:

$$\frac{p}{\sigma}$$

где: p - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА; σ - площадь цеха, м².

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		23

Определяем экономически целесообразную единичную мощность $P_{ЭТ}$ из таблицы 5.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$n_{\text{ЭК}} = \frac{P}{z_{\text{Т доп}} P_{\text{ЭТ}}}$$

где P – расчётная активная нагрузка цеха; $z_{\text{Т доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $z_{\text{Т доп}} = 0,7$ – для первой категории, $z_{\text{Т доп}} = 0,8$ – для второй категории, $z_{\text{Т доп}} = 0,9$ – для третьей категории, $n_{\text{ЭК}}$ – добавка до ближайшего целого числа [2].

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности:

$$n_{\text{Т}} = \max(n_{\text{ЭК}}, n_{\text{Н}})$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$n_{\text{ОПТ}} = \frac{P}{P_{\text{Т}}}$$

где m – добавка до оптимального числа, $n_{\text{Т}} = z_{\text{Т доп}} n_{\text{ОПТ}} + m$, берётся из справочной литературы [2]. При условии $n_{\text{ЭК}} \leq n_{\text{Т}}$ принимается $n_{\text{ОПТ}}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$P_{\text{Т ном}} = \frac{P}{z_{\text{Т доп}} n_{\text{ОПТ}}}$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства (конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

где P_r – предельная реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

$$P_r = \frac{P_{\text{ОПТ}}}{z_{\text{Т доп}}} - P_{\text{Т ном}}$$

где $\frac{OPT}{T}$ – число трансформаторов цеховой ТП; $z_{T доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме; $T_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП; p – расчетная активная нагрузка на ТП.

Величина p является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов не равна ей:

$$p \text{ если } p > p \\ p \text{ если } p \leq p$$

где p – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки. При $p > p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{ку} = p$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$z_{T норм} = \frac{p}{\frac{OPT}{T} \cdot T_{НОМ}}$$

$$z_{T п ав} = \frac{p}{\frac{OPT}{T} \cdot T_{вз рез} \cdot T_{НОМ}}$$

где $T_{вз рез}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$P_{т} = n \cdot P_{хх} + z_{T норм}^2 \cdot P_{кз}$$

где n - число ТП в цехе; $P_{хх}$ – потери холостого хода в трансформаторе; $z_{T норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме; $P_{кз}$ – потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$T_{\text{НОМ}} \frac{I_{\text{ХХ}}^2}{U_{\text{кз}}^2} \approx 3 T_{\text{НОМ}} I_{\text{ХХ}}^2$$

где $I_{\text{ХХ}}$ – ток холостого хода; $T_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора;
 $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования.

В нашем случае в цехе №2 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать их от цеха №4. Аналогично цех №10 запитаем от цеха №6; цеха №9 и №11 от цеха №5. Однако питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполняется условие:

$$P < \frac{Q_{\text{НОМ}}}{r}$$

где P – полная расчетная нагрузка цеха, – расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии). Проверку этого условия выполним в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет экономической выгоды установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер низковольтного НРП	Произведение r , кВА м
2	1	
5	3	
6	2	
11	4	

Из таблицы 6 видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме на подстанциях № 1, 3, 7, 8, 11, 12 в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе. Их мощность найдём по формуле:

$$P_{\text{откл}} = \frac{P_{\text{НОМ}} - P_{\text{откл}}}{r}$$

Таблица 7 - Результаты расчёта по отключаемой нагрузке

№ ТП	$S_{\text{НОМ Т}}$, кВА	P_p , кВт	Q_1 , кВар	$\text{tg } \rho$	$P_{p.\text{откл}}$, кВт	$Q_{p.\text{откл}}$, кВар
ТП №1	800	1130	602	0,53	141,2	75,3
ТП №2	800	1136	590	0,52	142,0	73,7
ТП №3	800	1118	624	0,56	139,7	77,9
ТП №8	800	1054	658	0,62	104,0	64,9
ТП №9	630	986	210	0,21	123,2	26,3
ТП №10	630	657	636	0,97	23,3	22,5
ТП №11	1250	1631	1158	0,71	203,9	144,7

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП. Это возможно благодаря тому, что мощность освещения невелика и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена [2].

Все расчеты по выбору числа и мощности трансформаторов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Выбор числа и мощности трансформаторов

Номера цехов и подразделений	Катег. по надежн.	$N_{т min}^H$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	F		$S_{тг}$	тип тр-ра	$K_{з доп норм}$	$N_{т min}^2$	$\Delta N_{т}$	$N_{т min}$	m	$N_{т орг}$	$S_{т ном}$	№ п/ст	Q_{Ip}	Q_I	$Q_{кв}$	$K_{з т норм}$	$K_{з т п/ав}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1.Цехремонта прокатного оборудования	II	2	1130	999	1508	1945	0,78	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,44	2	0	2	800	1	602	602	397	0,80	1,4*
4.Цех подготовки составов с изложницами	II		984	870	1313	1765	0,74															
2.Бытовые помещения	II		152	155	218	927											НПП 1					
Итого	II	2	1136	1026	1531	2692	0,74	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,43	2	0	2	800	2	590	590	436	0,8	1,4*
3.Химводоочистка	II	2	1118	698	1318	1152	1,14	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,44	2	0	2	800	3	624	624	75	0,8	1,4*
5.Кислородно-конверторный цех	II		12940	8055	15242	7347	2,07															
9.Экстаустерное отделение	II		142	110	179	992											НПП 2					
11.Насосная станция	II		247	158	293	879											НПП 3					
Итого	II	2	13329	8322	15714	9218	2,07	2500	ТМГ	0,8	7,00	0,34	7	0	7	2500	4,5,6,7	4281	4281	4041	0,8	0,93
7.Миксерное отделение	II	2	1054	658	1243	955	1,30	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,47	2	0	2	800	8	726	658	0	0,77	1,4*
8.Энергокорпус	II	2	986	615	1162	832	1,40	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,51	2	0	2	630	9	210	210	404	0,8	1,4*
12.РМЦ	II	2	657	636	914	642	1,42	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,67	2	0	2	630	10	765	636	0	0,72	1,4*
6.Магнитное отделение	II		1398	1052	1750	975	1,80															
10.Компрессорная станция	II		233	148	276	808											НПП 4					
Итого	II	2	1631	1200	2025	1783	1,80	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,18	2	0	2	1250	11	1158	1158	42	0,8	1,4*

* в послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе

Продолжение таблицы 8

Номера цехов и подразделений	$U_{кз}, \%$	$P_{xx}, \text{кВт}$	$P_{кз}, \text{кВт}$	$I_{xx}, \%$	$\Delta P_{гр}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{гр}, \text{квар}$	$P_p + \Delta P_{гр}, \text{кВт}$	$Q1 + \Delta Q_{гр}, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32
1.Цехремонта прокатного оборудования	4,4	1,90	7,6	1,5	14	69	1143	671	1326
4.Цех подготовки составов с изложницами									
2.Бытовые помещения									
Итого	4,4	1,90	7,6	1,5	14	69	1149	659	1325
3.Химводоочистка	4,4	1,90	7,6	1,5	14	69	1131	693	1327
5.Кислородно-конверторный цех									
9.Экстаустерное отделение									
11.Насосная станция									
Итого	6	3,75	24	0,8	134	812	13463	5093	14394
7.Миксерное отделение	4,4	1,90	7,6	1,5	13	66	1067	724	1290
8.Энергокорпус	5,5	1,68	5,6	1,8	11	67	996	277	1034
12.РМЦ	5,5	1,68	5,6	1,8	9	59	666	695	963
6.Магнитное отделение									
10.Компрессорная станция									
Итого	4,8	2,65	10,8	1,2	19	107	1650	1264	2079

3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую возможно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{рац} = \sqrt{\frac{P_{п}}{10}} \text{ кВ}$$

где l – длина питающей ГПП линии, км; $P_{п}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{п} = P_{нв} + P_{вв} + P_{ос} - \sum P_{т} \cdot \cos \phi$$

где $P_{нв}$ – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; $P_{вв}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.; $P_{ос}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение; $\sum P_{т}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП; $\cos \phi$ – коэффициент одновременности максимумов.

$$\cos \phi = \frac{P_{п}}{S_{п}}$$

где n – число графиков из которых формируется график нагрузки рассматриваемого узла.

Тогда:

$$P_{п} = \frac{P_{нв} + P_{вв} + P_{ос}}{n} \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац} \text{ кВ}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		30

Величина рационального напряжения близка к стандартному существующему уровню напряжения 110кВ на подстанции энергосистемы. Следовательно расчет ведем для одного уровня напряжения 110кВ.

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП находится приближенно по формуле:

$$P_{пп} = \frac{P_{пп} + Q_{эс}}{U}$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{эс} = P_{пп} \cdot \tan \phi$$

где $\tan \phi$ для сети 110кВ.

Тогда:

$$Q_{эс} = P_{пп} \cdot \tan \phi$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

$$P_{пп} \text{ кВА} = \frac{P_{пп} + Q_{эс}}{U}$$

Реактивную мощность потребляемую трансформаторами на ГПП определим по формуле:

$$Q_{т} = P_{т} \cdot \tan \phi_{эс}$$

$$Q_{т} = P_{т} \cdot \tan \phi_{эс} \text{ кВар.}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$T = \frac{P_{пп} + Q_{эс}}{P_{пер доп п ав}}$$

где T – число трансформаторов ГПП; $P_{пер доп п ав}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

Тогда:

$$T = \frac{P_{пп} + Q_{эс}}{P_{пер доп п ав}}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		31

Для электроснабжения предприятия выбираем трансформаторы ГПП типа ТРДН-32000/110/10 – трансформатор силовой, двухобмоточный класса 110 кВ, который выпускает компания «Тольяттинский Трансформатор». Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РН) в стороне ВН в диапазоне 16 % 9 ступеней с системой охлаждения вида «Д», предназначены для работы в сетях общего назначения. Сведем полученные результаты в таблицу 10.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность, кВар	12482
Полная расчетная нагрузка, кВА	42156
Мощность трансформаторов ГПП, кВА	29556
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДН-32000/110
Номинальная мощность трансформатора, кВА	32000
Напряжение на высокой стороне, кВ	115
Напряжение на низкой стороне, кВ	10,5
Потери холостого хода, кВт	25
Потери короткого замыкания, кВт	160
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Ток холостого хода, %	0,28
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,66
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	1,32

Вариант схемы электроснабжения на 110 кВ представлен на рисунке 1.

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$t \quad \text{xx} \quad \Gamma \quad \text{з т норм}^{\text{кз}}$$

где — годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\frac{m}{\Gamma}$$

где m годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, m ч ; Γ — годовое число часов работы предприятия [1].

Тогда:

$$t \quad \frac{\text{МВт ч}}{\text{год}}$$

Рассчитаем линию электропередачи от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$\frac{r_{л} \quad r_{п} \quad \Gamma \quad \text{э с}}{\text{ном}}$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$\frac{r_{л}}{\text{ном}} \quad \frac{\text{э с}}{\Gamma} \quad \text{А}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$\frac{r_{п} \quad r_{л}}{\text{ном}} \quad \text{А}$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$\frac{r_{л}}{\text{э}} \quad \frac{\text{э с}}{\Gamma} \quad \text{мм}^2$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		34

где j – экономическая плотность тока, А/мм [7].

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Выбираем провод АС 120/19. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{\text{д доп}}$ А и удельные сопротивления [7]

$$\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad \text{и} \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{д доп}} \quad \text{А} \quad \text{и} \quad I_{\text{п ав}} \quad \text{А}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\frac{\text{Л}}{\text{р л}} \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad \frac{\text{Л}}{\text{год}}$$

Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 2.

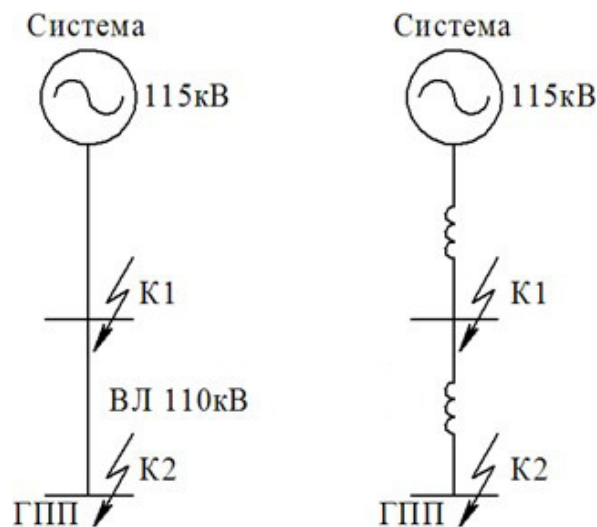


Рисунок 2 – а) Исходная схема питания, б) схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания S_c МВА и базисной мощности S_b МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_{\text{ср}}$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{\text{кз К}} = \frac{X_{\text{б}}}{U_{\text{о е}}}$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$X_{\text{л}} = \frac{X_{\text{б}}}{U_{\text{о е}}}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п К}} = \frac{U_{\text{б}}}{X_{\text{б с}}} \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{у К}} = \gamma_{\text{п К}} I_{\text{п К}} \text{ кА}$$

где $\gamma_{\text{у}}$ – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{п К}} = \frac{U_{\text{б}}}{X_{\text{б с л}}} \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{у К}} = \gamma_{\text{п К}} I_{\text{п К}} \text{ кА}$$

Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению: $U_{\text{ном}}$

б) по номинальному току: $I_{\text{раб ном}}$

где $I_{\text{раб}}$ рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{\text{раб}} = \frac{I_{\text{ГПП ном}}}{\sqrt{3}}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{\text{п дин}}$

- ассиметричному: $I_{\text{у п дин}}$

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{п\ откл}$

- асимметричному: $I_{п\ а\ откл} \cdot \frac{I_{норм}}{I_{норм}}$

где $I_{норм}$ – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$I_{к\ п\ з\ в\ а\ к\ доп} \cdot t_{тер}$

где $t_{з\ с}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{в}$ – собственное время отключения выключателя по каталогу; $t_{а}$ – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

ыби аем выключа ели:

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВГТ-110П-40/2500 У1[7]. Это элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$I_{раб} = \frac{I_{норм\ ГПП}}{I_{норм}}$ А

Время отключения выключателя:

$t_{з\ с\ в}$ с

где $t_{з}$ – минимальное время срабатывания защиты; $t_{с\ в}$ – собственное время срабатывания выключателя.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени :

$I_{а\ п\ К\ а} \cdot I_{кА} \cdot I_{кА}$

где $I_{а}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока при КЗ.

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$I_{а\ норм} \cdot I_{норм\ откл\ норм} \cdot I_{кА} \cdot I_{кА}$

где $I_{норм}$ – нормированное содержание апериодической составляющей в токе отключения.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		37

Проверим выключатель на термическую стойкость:
Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

к п К^з с в а

тер тер кА с

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя; $t_{тер}$ – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и каталожные данные в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные выключателей

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	111	2500
Номинальный ток отключения, кА	16,1	40
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	38,6	102
Тепловой импульс, кА с	18	4800

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

ыби аем азъедини ели:

Разъединители выбираются по:

а) номинальному напряжению: $U_{ном}$

б) номинальному длительному току: $I_{раб}$ $I_{утяж}$ $I_{ном}$ В)

электродинамической стойкости: $I_{уд}$ $I_{дин}$ Г)

термической стойкости: $I_{к}$ $I_{кдоп}$

К установке намечаем разъединители типа РГ-110/1000 УХЛ1.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 11.

Таблица 11– Расчетные и каталожные данные разъединителей

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	111	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	38,6	80
Тепловой импульс, кА с	18	2976

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям

ыби аем о аничи ели е ена яжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПНп-110/73/10/2-III УХЛ1 с ном кВ.

В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений. ОПН-У-110/56 УХЛ1. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений в нейтрали трансформатора.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		39

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Распределение электроэнергии от ГПП до ТП и СД осуществляется по распределительным сетям 10 кВ. Выбор схемы зависит от требуемых степеней надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно ГПП и относительно друг друга.

Следует учитывать, что к электрической сети предъявляются определенные технико-экономические требования, с учетом которых и производится выбор наиболее приемлемого варианта.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по электрической сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство и принимать меры к уменьшению ежегодных эксплуатационных расходов. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Выбор наиболее приемлемого, удовлетворяющего технико-экономическим требованиям варианта - это один из основных вопросов при проектировании любого инженерного сооружения, в том числе и электрической сети.

В данном курсовом проекте имеется большое количество СД сосредоточенных в цехах: №11 «Насосная станция» - 6хСД 800кВт и 10хСД 400кВт, №8 «Энергокорпус» - 6хСД 500кВт, №9 «Эксгаустерное отделение» - 3хСД 1500кВт. Эти цеха расположены близко друг к другу. Следовательно есть возможность сооружения высоковольтного распределительного пункта (РП 10кВ) с числом отходящих линий 25 штук. Целесообразность установки такого РП нужно обосновать расчетом.

Произведем технико-экономическое сравнение двух вариантов электроснабжения группы СД:

1. С установкой РП 10 кВ (25хСД запитаем от РП);
2. Без установки РП 10кВ (25хСД запитаем от ГПП).

В 1 варианте для питания РП 10кВ нужно: 2 ячейки КРУ с вакуумными выключателями на ГПП. РП будем формировать из таких же ячеек КРУ как и на ГПП их нужно: 25 для отходящих линий, 2 вводных, 1 секционный выключатель, 1 секционный разъединитель, 2 с измерительными трансформаторами напряжения. Собственные нужды учитывать не будем их можно запитать от соседней ТП.

В 2 варианте нужно 25 ячеек КРУ с вакуумными выключателями.

Схема 1 варианта представлена на рисунке 3.

Схема 2 варианта представлена на рисунке 4.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		40

Изм.	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

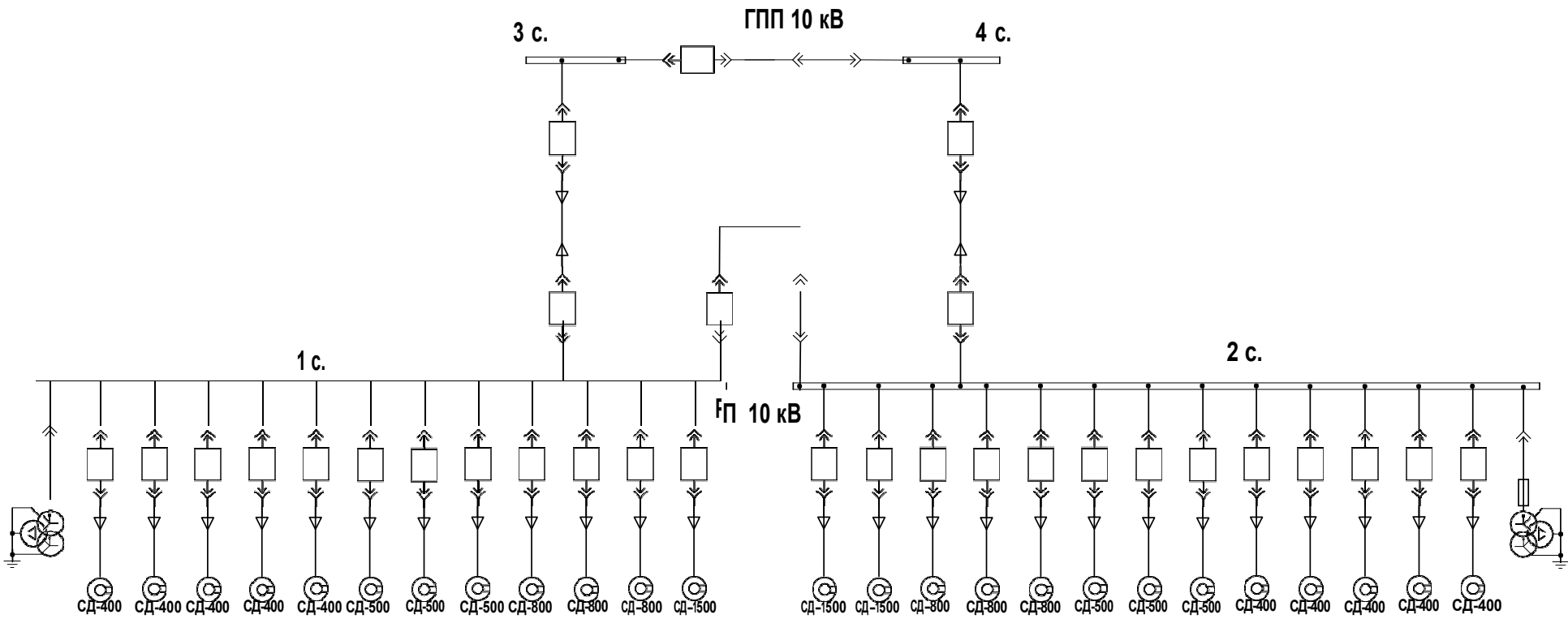


Рисунок 3 - Схема 1 варианта электроснабжения группы СД

Изм.	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

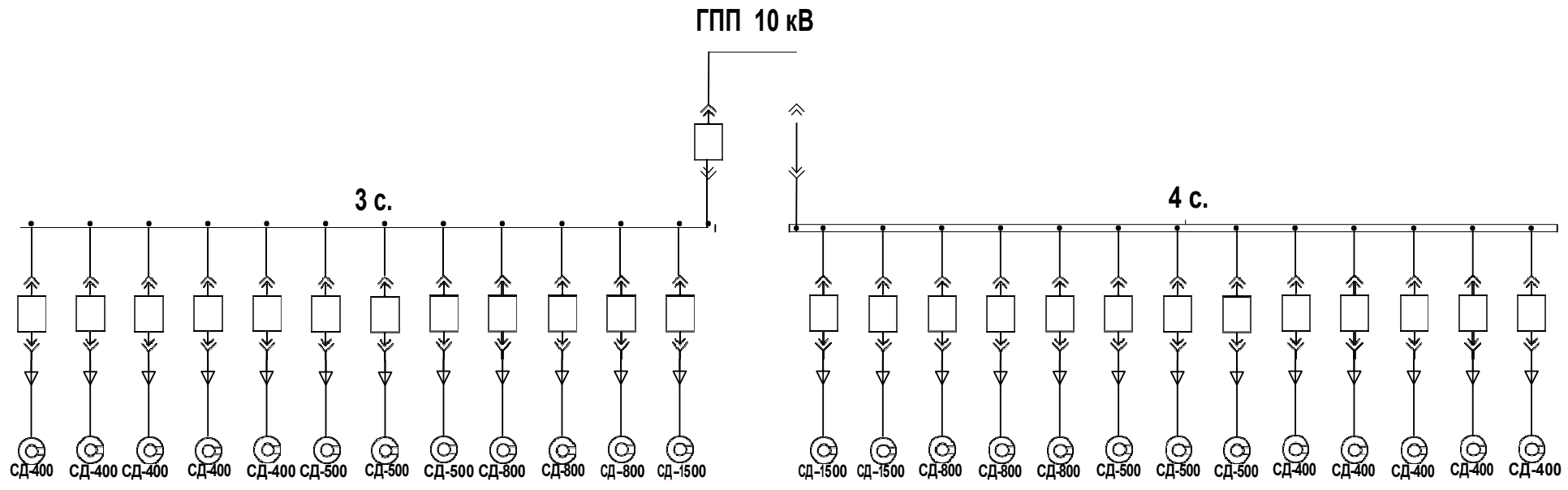


Рисунок 4 - Схема 2 варианта электроснабжения группы СД

Методика расчета сечений КЛ:

Сечение кабелей напряжение 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{ркл}} = \frac{P_{\text{ркл}}}{U_{\text{ном}}}$$

где $P_{\text{ркл}}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$S_{\text{э}} = \frac{P_{\text{ркл}}}{\rho_{\text{э}}}$$

где $\rho_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I_{\text{доп}} = \frac{I_{\text{п}} \cdot I_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}}}{k_{\text{кл}}} \cdot \frac{P_{\text{ркл}}}{U_{\text{к}}}$$

где $I_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей; $I_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель; $k_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ав}} = \frac{I_{\text{ав}} \cdot I_{\text{доп}}}{k_{\text{кл}}} \cdot \frac{P_{\text{ркл}}}{U_{\text{к}}}$$

где $I_{\text{ав}}$ – коэффициент перезагрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (R_{\text{ак}} + jX_{\text{инд}})$$

где $P_{\text{р}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки; $R_{\text{ак}}$ – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		43

Таблица 12 - Расчет кабельных линий для вариантов 1,2.

Вариант	Конечные пункты КЛ	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Ipк, А	Fэ, мм ²	Fст, мм ²	Тип кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		Iдоп, А	Кп, о.е.	Кт, о.е.	Г доп, А	Кав, о.е.	Г ав, А	L, км	го, Ом/км	х0, Ом/км	ΔU, %	ΔW, кВт*час/год	Nлиний	ΔW*Nлиний, кВт*час/год	
											норм реж.	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	25	26	
Кабельные линии 10 кВ																										
1	ГПП -РП	6260	-3898	7374	203	169	240	ААШв	2	транш	203	405	355	0,84	1,11	331	1,25	414	0,196	0,129	0,075	0,05	8171	2	16343	
	РП-СД х400кВ	288	-198	350	19	16	16	ААШв	1	транш	19	-	75	0,82	1,11	68	-	-	0,053	1,940	0,113	0,03	596	10	5961	
	РП-СД х800кВ	582	-397	705	39	32	35	ААШв	1	транш	39	-	115	0,87	1,11	111	-	-	0,035	0,890	0,095	0,02	740	6	4442	
	РП-СД х500кВ	387	-263	468	26	21	25	ААШв	1	транш	26	-	90	0,81	1,11	81	-	-	0,075	1,240	0,990	0,02	966	6	5799	
	РП-СД х1500кВ	1275	-618	1417	78	65	70	ААШв	1	транш	78	-	165	0,87	1,11	159	-	-	0,051	0,443	0,086	0,03	2141	3	6423	
2	ГПП-СД х400кВ	288	-198	350	19	16	16	ААШв	1	транш	19	-	75	0,82	1,11	68	-	-	0,249	1,940	0,113	0,13	2807	10	28065	
	ГПП-СД х800кВ	582	-397	705	39	32	35	ААШв	1	транш	39	-	115	0,87	1,11	111	-	-	0,231	0,890	0,095	0,11	4858	6	29148	
	ГПП-СД х500кВ	387	-263	468	26	21	25	ААШв	1	транш	26	-	90	0,81	1,11	81	-	-	0,271	1,240	0,990	0,06	3496	6	20979	
	ГПП-СД х1500кВ	1275	-618	1417	78	65	70	ААШв	1	транш	78	-	165	0,87	1,11	159	-	-	0,149	0,443	0,086	0,08	6283	3	18850	

Выбор варианта схемы электроснабжения производится на основе сравнения двух вариантов. Ущерб учитывать не будем, так как примем эти варианты равнонадежными с целью упрощения расчетов. Оценим: потери в кабельных линиях их стоимость, учтем стоимость электрооборудования количество которого разное в схемах.

Определим технико-экономические показатели вариантов.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{г\sum} = n_{\sum} K_{\sum} C_{э} + Y$$

где: n_{\sum} – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $n=0,12$, отчислений на амортизацию a_i и расходов на обслуживание o_i , для силового оборудования принимается равным 0,165; K_{\sum} – сумма капитальных затрат i й группы одинаковых элементов, определяется по прейскурантам; $C_{э}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии; Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и этот показатель, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{э} = W_{кл} C_0$$

где: C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \frac{K_M}{12}$$

где: 12 руб кВт год – основная ставка тарифа;

руб кВт ч стоимость одного кВт ч электроэнергии; $K^P = 1 - \frac{P_{э}}{P_M}$

– отношение потерь активной мощности предприятия $P_{э}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям P_M активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 111 \frac{1}{5248} = 1 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		46

Для 1 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

C_3 , тыс руб год.

Тогда годовые приведенные затраты:

$Z_{г\pi}$ тыс руб

Цены на кабельную продукцию, ячейки берем из [8].

Сведем расчеты в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет затрат по 1 варианту

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчис-	Затраты, тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
					ления, о.е.			
КЛ 10 кВ в траншее ААШВ3х240	км	0,392	715	280	0,165	46	16343	78
КЛ 10 кВ в траншее ААШВ3х16	км	0,528	185	98	0,165	16	5961	28
КЛ 10 кВ в траншее ААШВ3х35	км	0,211	241	51	0,165	8	4442	21
КЛ 10 кВ в траншее ААШВ3х25	км	0,449	209	94	0,165	15	5799	28
КЛ 10 кВ в траншее ААШВ3х70	км	0,152	325	49	0,165	8	6423	31
Ячейка КРУ	шт	33	560	18480	0,165	3049	-	-
ИТОГО				19052		3144	38967	185

Для 2 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 \text{ тыс руб} \quad \text{год}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{гг} \text{ тыс руб}$$

Сведем расчеты в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет затрат по 2 варианту

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.		Затраты, тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
					Итого				
КЛ 10 кВ в траншее ААШв3х16	км	2,486	185	460	0,165		76	28065	133
КЛ 10 кВ в траншее ААШв3х35	км	1,386	241	334	0,165		55	29148	138
КЛ 10 кВ в траншее ААШв3х25	км	1,624	209	339	0,165		56	20979	100
КЛ 10 кВ в траншее ААШв3х70	км	0,446	325	145	0,165		24	18850	90
Ячейка КРУ	шт	25	560	14000	0,165		2310	-	-
ИТОГО				15278			2521	97043	461

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет приведенных затрат для вариантов

Вариант	K_{Σ} , тыс. руб.	$h_{\Sigma} K_{\Sigma}$, тыс. руб.	Σ , кВт ч.	C_0 , тыс. руб.	$Z_{г \Sigma}$, тыс. руб.
1	19 052	3 144	38 967	185	3 329
2	15 278	2 521	97 043	461	2 982

По критерию минимизации приведенных затрат предпочтительней является вариант 2, а значит, для внутреннего электроснабжения применим схему без РП. Следовательно, СД в цехах №8, №9, №11 запитаем от ГПП по радиальной схеме.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		49

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь, приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

Т.к. в условиях данной курсовой работы указано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, то для внутреннего электроснабжения предприятия принимаем напряжение 10 кВ.

Построение схемы внутренней электрической сети

Распределение электроэнергии по цехам осуществляется по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от степени надежности и расположения подстанций на генплане предприятия.

В данной курсовой работе электроснабжение цехов будем осуществлять по радиально-магистральной схеме, а электроснабжение высоковольтных СД по радиальной схеме.

Схема внутреннего электроснабжения района конверторного цеха металлургического завода представлена на рисунке 5.

Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и т. д.

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки.

По условиям задания примем марку кабеля ААШв.

Расшифровка кабеля ААШв:

А - Алюминиевая токопроводящая жила,

А - Алюминиевая оболочка,

Шв - Защитный покров в виде шланга из ПВХ пластика

Расчет питающих линий

Методика расчета приведена в пункте 4.

Рассчитаем сечения КЛ, расчеты сведем в таблицу 16.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		50



СД-800

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

Таблица 16 - Расчет сечений КЛ

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	п _к	Способ прокладки	Нагрузка, А		I _{доп} , А	К _л , о.е.	К _т , о.е.	Г _{доп} , А	Кав, о.е.	Г _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, %
										норм реж.	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
Кабельные линии 10кВ																					
ГПП -ТП1	572	336	663	36	30	35	ААШв	1	транш	36	73	115	0,84	1,11	107	1,25	134	0,084	0,890	0,095	0,05
ГПП -ТП2	575	329	662	36	30	35	ААШв	1	транш	36	73	115	0,84	1,11	107	1,25	134	0,082	0,890	0,095	0,04
ГПП -ТП3	566	346	663	36	30	35	ААШв	1	транш	36	73	115	0,84	1,11	107	1,25	134	0,095	0,890	0,095	0,05
ГПП -ТП5	3847	1455	4113	113	94	120	ААШв	2	т/лоток	113	226	185	1	1,05	194	1,25	243	0,033	0,258	0,081	0,02
ТП5 -ТП4	1923	728	2056	113	94	120	ААШв	1	лоток	113	226	185	1	1,05	194	1,25	243	0,100	0,258	0,081	0,06
ГПП -ТП6	1923	728	2056	113	94	120	ААШв	1	т/лоток	113	226	185	1	1,05	194	1,25	243	0,059	0,258	0,081	0,03
ГПП -ТП7	1923	728	2056	113	94	95	ААШв	1	т/лоток	113	-	155	1	1,05	163	-	-	0,095	0,326	0,083	0,07
ГПП -ТП8	1032	501	1147	63	53	50	ААШв	1	транш	63	126	140	0,81	1,11	126	1,25	157	0,194	0,620	0,090	0,13
ТП8 -ТП9	498	139	517	28	24	25	ААШв	1	т/лоток	28	57	65	1	1,05	68	1,25	85	0,045	1,240	0,099	0,03
ГПП -ТП10	333	348	481	26	22	25	ААШв	1	транш	26	53	90	0,81	1,11	81	1,25	101	0,119	1,240	0,099	0,05
ГПП -ТП11	825	632	1039	57	48	50	ААШв	1	транш	57	114	140	0,84	1,11	131	1,25	163	0,107	0,620	0,090	0,06
ГПП-СД x800кВ (цех №5)	640	-397	753	41	35	35	ААШв	1	транш	41	-	115	0,82	1,11	105	-	-	0,058	0,890	0,095	0,03
ГПП-СД x3500кВ	2886	-1844	3424	188	157	150	ААШв	1	транш	188	-	275	0,81	1,11	247	-	-	0,124	0,206	0,079	0,06
ГПП-СД x400кВ	288	-198	350	19	16	16	ААШв	1	транш	19	-	75	0,82	1,11	68	-	-	0,249	1,940	0,113	0,13
ГПП-СД x800кВ	582	-397	705	39	32	35	ААШв	1	транш	39	-	115	0,87	1,11	111	-	-	0,231	0,890	0,095	0,11
ГПП-СД x500кВ	387	-263	468	26	21	25	ААШв	1	транш	26	-	90	0,81	1,11	81	-	-	0,271	1,240	0,990	0,06
ГПП-СД x1500кВ	1275	-618	1417	78	65	70	ААШв	1	транш	78	-	165	0,87	1,11	159	-	-	0,149	0,443	0,086	0,08
Кабельные линии 0,4кВ																					
ТП2 -НРП1	76	78	109	157	-	185	ААШв	1	т/лоток	157	314	260	1	1,05	273	1,25	341	0,066	0,167	0,060	0,72
ТП5 -НРП3	124	79	147	106	-	95	ААШв	2	т/лоток	106	212	165	1	1,05	173	1,25	217	0,055	0,326	0,060	0,77
ТП6 -НРП2	71	55	90	129	-	120	ААШв	1	т/лоток	129	259	200	1	1,05	210	1,25	263	0,033	0,258	0,060	0,45
ТП11 -НРП4	116	74	138	100	-	95	ААШв	2	т/лоток	100	199	165	1	1,05	173	1,25	217	0,046	0,326	0,060	0,61
ТП6 -ТП7	1923	728	2056	2968	-	2(8x x160)	ШМА4	1	шино провод	2968	-	3200	-	-	-	-	-	0,079	0,015	0,016	2,00

Изм. Лист № документа Подпись Дата

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения района конверторного цеха металлургического завода.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока к.з. от энергосистемы 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 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Принципиальная электрическая схема СЭС металлургического завода изображена на рисунке 6. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 7. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		53

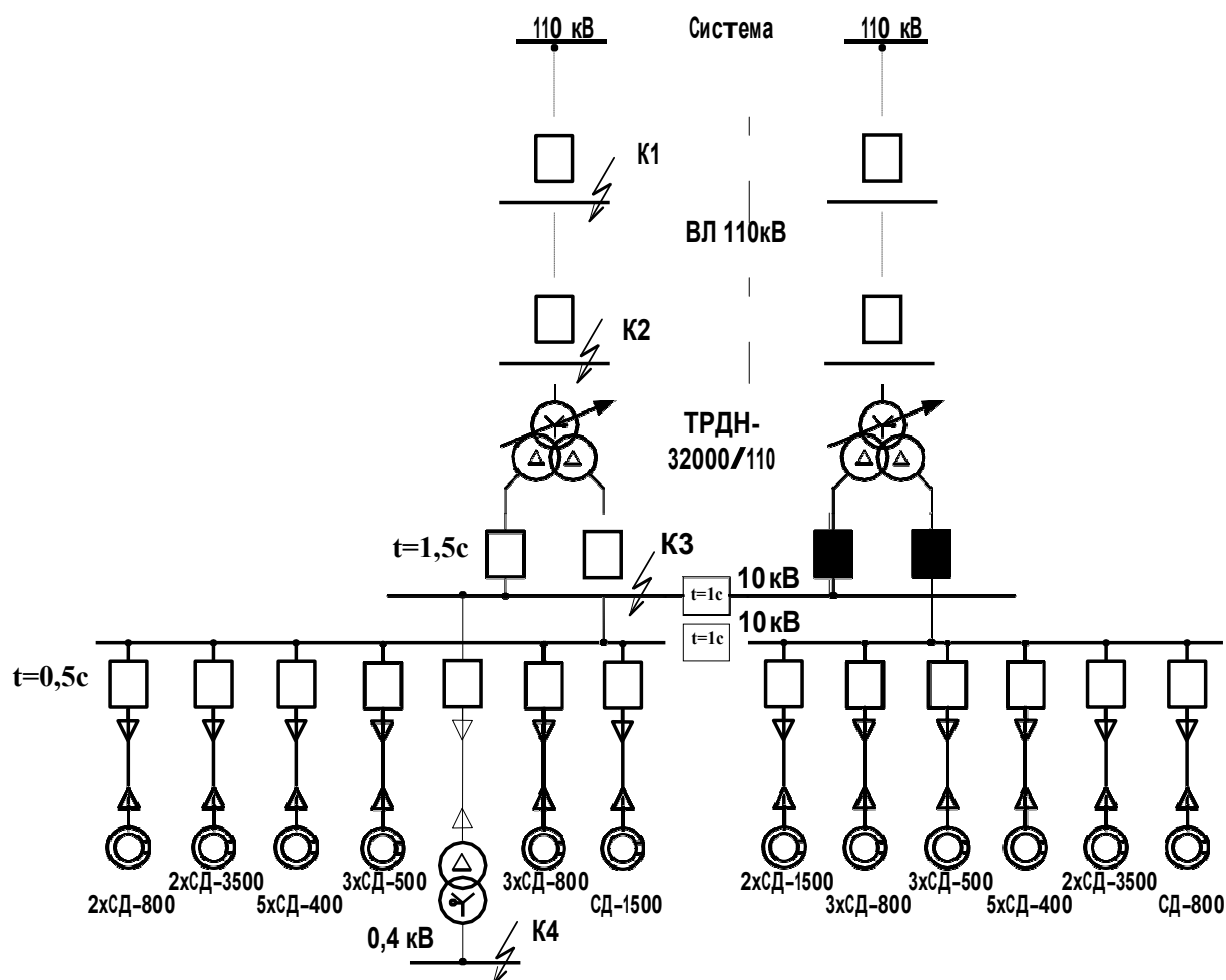


Рисунок 6 - Принципиальная электрическая схема СЭС

В подпитке точки K_3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов K_3 в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока K_3 в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току K_3 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 нормальном и утяжеленном режимах.

Мощность короткого замыкания системы: $S_{K3} = 00 \text{ МВА}$

Базисная мощность: $S = 00 \text{ МВА}$.

Базисные напряжения: $U_{б1} = 115 \text{ кВ}$ $U_{б2} = 10,5 \text{ кВ}$ $U_{б3} = 0,4 \text{ кВ}$

Номинальные напряжения: $U_{ном1} = 110 \text{ кВ}$ $U_{ном2} = 10 \text{ кВ}$ $U_{ном3} = 0,38 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы и сопротивление воздушной линии, берем из пункта 4, они были рассчитаны нами ранее.

Сопротивление системы: c

Сопротивление линии: $_{ВЛ}$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Рассчитаем сопротивление трансформатора на ГПП:

Сопротивление высоковольтной обмотки:

$$r_{ТВН} = \frac{U_{кз}}{100} \frac{S_{б}}{S_{НОМ ГПП}} \frac{1}{4} K_p \frac{10.5}{100} \frac{1000}{3} \frac{1}{4} 3.5 0$$

где: $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, $S_{б}$ – номинальная мощность трансформатора ГПП, K_p – коэффициент расщепления для трехфазных трансформаторов равен 3,5.

Сопротивление низковольтных обмоток

$$r_{ТНН1,2} = \frac{U_{к}}{100} \frac{S_{б}}{S_{НОМ ГПП}} \frac{K_p}{2} \frac{10.5}{100} \frac{1000}{3} \frac{3.5}{2}$$

Рассчитаем сопротивление цехового трансформатора ТП 10 (ТМГ-630) по подробно рассматриваемому цеху №12 «Инструментальный цех»:

$$r_{Т} = \frac{U_{кз}}{100} \frac{S_{б}}{S_{НОМ ТП}} \frac{5.5}{100} \frac{1000}{0.63} 87$$

$$r_{Т} = \frac{U_{кз}}{НОМ ТП} \frac{S_{б}}{НОМ ТП} \frac{5.5}{НОМ ТП} \frac{1000}{0.63} 87$$

Рассчитаем сопротивление кабельной линии ГПП-ТП10:

$$r_{кл} = \frac{0.09 L}{U_{б}^2} \frac{S_{б}}{10.5^2} \frac{1000}{0}$$

Сопротивление кабельных линий ГПП-СД найдем по формуле 6.6, результаты расчетов запишем в таблицу 17.

Сверхпереходные сопротивления синхронных двигателей рассчитываем по формуле:

$$r_{сд} = r_d \frac{S_{б}}{P_{НОМ СД}} \cos \phi$$

где: r_d – сверхпереходное сопротивление синхронного двигателя, $S_{б}$ – номинальная мощность синхронного двигателя, $\cos \phi$ – КПД синхронного двигателя.

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

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		55

Результаты расчетов сопротивлений и исходные данные синхронных двигателей сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчетов и исходные данные по СД

Рном СД, кВт	800	3500	500	400	800	1500
n, шт	3	4	6	10	6	3
cos	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,90
, %	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
$x''_{сд}$, о.е.	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
$x_{сд}$, о.е.	210,38	48,08	336,60	420,75	210,37	118,80
x_0 , Ом/км	0,095	0,079	0,990	0,113	0,095	0,086
L, км	0,058	0,124	0,271	0,249	0,231	0,149
$x_{кл}$	0,05	0,09	2,43	0,25	0,20	0,12
№ э	э	э	э	э	э	э
э, о.е.	210,42	48,17	339,03	421,00	210,57	118,92
ЭДС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

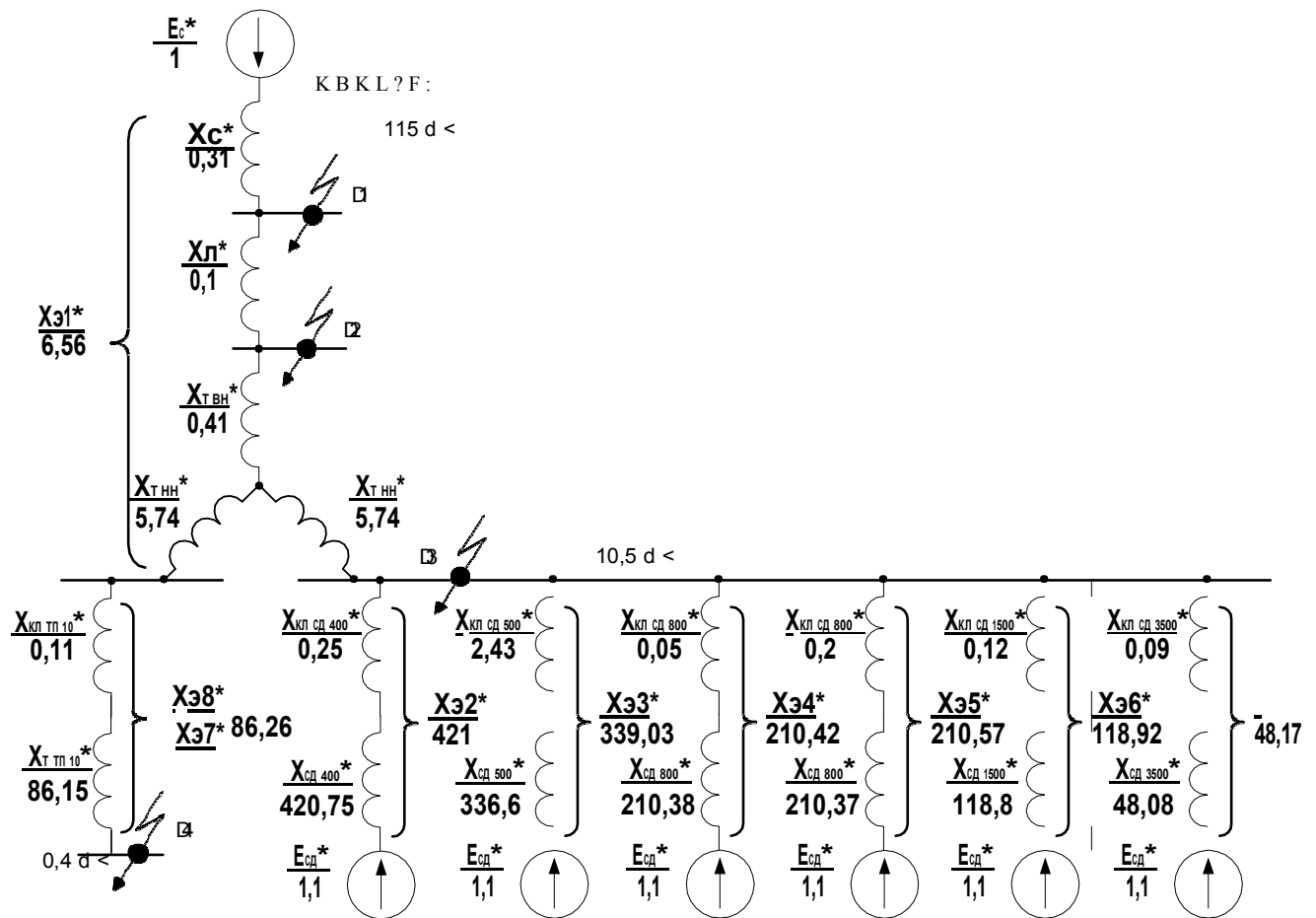


Рисунок 7 - Схема для расчёта токов КЗ

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС

при КЗ в точке 3: \mathcal{E} , \mathcal{E} \mathcal{E} -приведены в таблице 17; при

КЗ в точке 4: \mathcal{E} .

Упрощенные схемы замещения для нахождения токов КЗ представлены на рисунке 8.

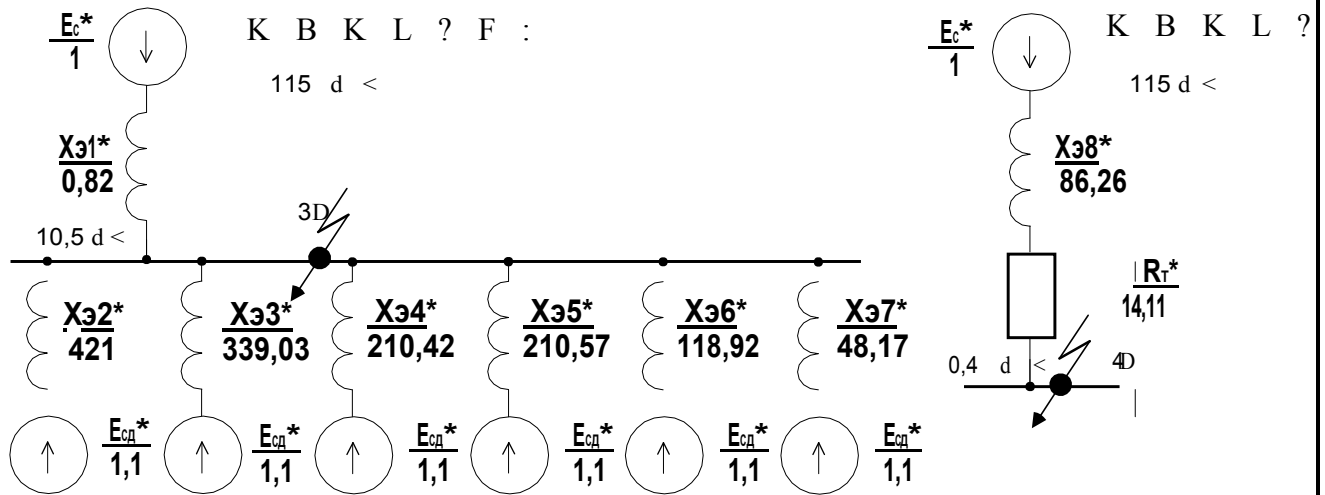


Рисунок 8 - Упрощенные схемы замещения

Найдем токи КЗ в точке КЗ:

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{КЗ п 0}^3 = \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}} + \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}} + \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}} + \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}} + \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}} + \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}} + \frac{\mathcal{E}}{\mathcal{E}}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{КЗ п 0}^3 = I_{КЗ п 0}^3 + I_{б} + I_{КЗ п 0}^3 = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} U_{б}}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a\text{ КЗ}} = \sqrt{2} I_{\text{КЗ п 0}}^3 e^{-a t} \quad \frac{0,01}{e^{0,12}} \quad \text{кА}$$

где $a = 0,12 \text{ с}$ для данной ступени СЭС, $0,01 \text{ с}$ – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\text{ КЗ}} = \sqrt{2} I_{\text{КЗ п 0}}^3 \quad i_{a\text{ КЗ}} \quad \text{кА}$$

Найдем токи КЗ в точке К4:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{К4 п 0}}^3 = \frac{1}{8,2} 0,0$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4 п 0}}^3 = I_{\text{К4 п 0}}^3 I_{\text{б}} = 0,0 \quad \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} \quad \text{кА}$$

Для сетей 0,4 кВ расчет апериодической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ ее влияние незначительно.

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Токи и мощности КЗ в расчетных точках

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени $S_{\text{КЗ ст}} = 3 U_{\text{ср}} I_{\text{п 0}}$, МВА
		$I_{\text{п 0}}$	i_y	
К1	115	16,1	38,6	3206
К2	115	12,3	31,2	2450
К3	10,5	19,8	53,8	360
К4	0,4	16,7	-	12

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбранные аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ;
- удовлетворять требованиям экономичности.

Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Приемниками собственных нужд ПС являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{Т\text{ СН}} = 0,005 \cdot 3 \cdot 000 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМГ –160/10.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{Т\text{ СН}} = \frac{1,4 \cdot S_{Т\text{ СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 0}{\sqrt{3} \cdot 105} \text{ А}$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ102-10-16-20 У1 с номинальным током $I_{НОМ}$ А.

Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения

Ток нагрузки на всей секции шин в нормальном режиме:

$$I_{НОМ} = \frac{3 \cdot I_{НОМ\text{ ном}}}{\sqrt{3}} = \frac{\quad}{\quad}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		59

В послеаварийном режиме:

$ав \frac{з ав ном}{НОМ}$

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным из шкафов серии КРУ «Классика» D – 12Р (..... Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключателями серии VD - 4 (вакуумные выключатели);
- трансформаторами тока ТШЛ – 10;
- измерительными трансформаторами напряжения НАМИТ-10

Произведем проверку выключателей КРУ.

Время отключения выключателя:

$з мин \quad в \quad мз$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени :

$\frac{—}{a}$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$\frac{—}{a ном \quad ном \quad о кл ном} \quad К$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$к \quad о кл \quad а \quad К$

$к доп \quad тер \quad тер \quad кА \quad с$

Сведем данные в таблицу 19.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		60

Таблица 19 – Выбор выключателей 10кВ на вводе в ГПП

Расчётные данные	VD4 12.12.25
K	$ном K$
	$ном$
K	$о кл K$
a	$a ном K$
K	$дин K$
$к K$	$к K$

Выключатель подходит. В качестве секционного и на стороне НН трансформатора ГПП также выбираем выключатель .

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем VD - 4. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выберем трансформаторы тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции. Сведем данные в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор трансформаторов тока 10кВ на вводе в ГПП

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ – 10 –1500/5

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

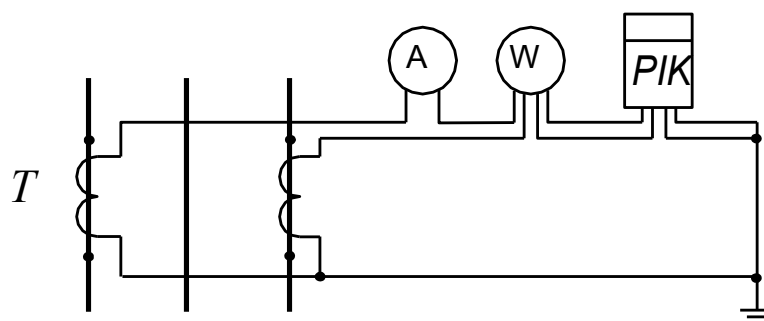


Рисунок 9 - Схема подключения приборов учета

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Сведем данные в таблицу 21.

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 и реактивной энергии	Меркурий 230 AR 2	1	0,1	0	0,1

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{P_{\text{приб}}}{I^2} \quad \text{Ом}$$

где $P_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$R_{\text{пров}} = \frac{P_{\text{ном}}}{I^2} + R_{\text{конт}} \quad \text{Ом}$$

где $P_{\text{ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $R_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ, L м. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $R_{\text{расч}} = \frac{L}{S} \cdot \rho$

$$R_{\text{расч}} = \frac{L}{S} \cdot \rho \quad \text{мм}^2$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ().

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

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 10.

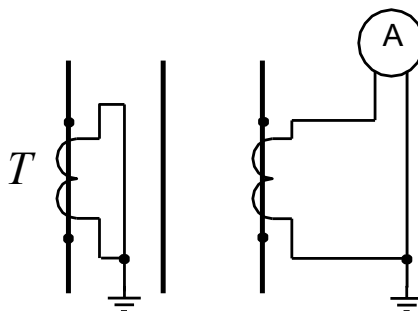


Рисунок 10 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ.

Проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и 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		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0	0	0,5
Итого		0	0	0,5

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

$$\text{приб} \frac{\text{приб}}{\text{А}} \frac{\text{ВА}}{\text{А}} \text{ Ом}$$

где приб - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; А - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$\text{пров} \frac{\text{ном} \text{приб}}{\text{конт}} \text{ Ом}$$

где ном - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; конт - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ м.

$$\frac{\text{расч}}{\text{пров}} \quad \text{ММ}$$

где - удельное сопротивление материала провода ().

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

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке НАМИТ-10-2 УХЛ2, с паспортными данными: ном К ном, 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	S одной обмотки, ВА	Число обмоток			Число приборов	Общая потребляемая мощности	
							P, Вт	Q, варр
Вольтметр	Э – 335	2	1	1	0	2	2	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	2	1	0	1	1	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Ртутный 230 АR 2	2,5	3	0,07	0,98	17	8,9	125
Итого							125,6	

Вторичная нагрузка:

$$\Sigma \quad \text{ВА}$$

Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2, имеет мощность ВА, Σ , следовательно, трансформатор выбран верно.

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-10У3 (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		64

7.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Оборудование 10кВ устанавливаемое на ГПП

Конечные пункты кабельной линии						Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП -ТП1	10	36	73	19,8	53,8	VD4 12.06.25	ТОЛ 10-1-75-У3
ГПП -ТП2	10	36	73				ТОЛ 10-1-75-У3
ГПП -ТП3	10	36	73				ТОЛ 10-1-75-У3
ГПП -ТП5	10	226	452				ТОЛ 10-1-600-У3
ГПП -ТП6	10	113	226				ТОЛ 10-1-300-У3
ГПП -ТП7	10	113	-				ТОЛ 10-1-150-У3
ГПП -ТП8	10	63	126				ТОЛ 10-1-150-У3
ГПП -ТП10	10	26	53				ТОЛ 10-1-75-У3
ГПП -ТП11	10	57	114				ТОЛ 10-1-150-У3
ГПП-СД x800кВ (цех №5)	10	41	-				ТОЛ 10-1-50-У3
ГПП-СД x3500кВ	10	188	-				ТОЛ 10-1-200-У3
ГПП-СД x400кВ	10	19	-				ТОЛ 10-1-20-У3
ГПП-СД x800кВ	10	39	-				ТОЛ 10-1-40-У3
ГПП-СД x500кВ	10	26	-				ТОЛ 10-1-30-У3
ГПП-СД x1500кВ	10	78	-	ТОЛ 10-1-80-У3			

Произведем проверку кабелей 10 кВ на термическую стойкость.

Таблица 25 - Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия		<i>з</i>	<i>в</i>	<i>а</i>	<i>к К</i>	$\frac{-}{мм}$	<i>мм</i>
ГПП-ТП	19,8	0,5	0,06	0,12	266,59	100	163,3
ГПП-Д	19,8	0	0,06	0,12	70,57	100	84,0
ТП-ТП	19,8	0,5	0,06	0,12	266,59	100	163,3

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$S = \frac{C \cdot I}{k}$$

где $C=100$ – коэффициент, зависящий от марки кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к .

Все кабели, для которых производится увеличение сечения, вносим в таблицу 26.

Таблица 26 - Поправка сечений кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП -ТП1	35	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП2	35	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП3	35	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП5	120	150	ААШв(3х150)
ТП5 -ТП4	120	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП6	120	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП7	95	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП8	50	150	ААШв(3х150)
ТП8 -ТП9	25	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП10	25	150	ААШв(3х150)
ГПП -ТП11	50	150	ААШв(3х150)
ГПП-СД х800кВ (цех №5)	35	70	ААШв(3х70)
ГПП-СД х400кВ	16	70	ААШв(3х70)
ГПП-СД х800кВ	35	70	ААШв(3х70)
ГПП-СД х500кВ	25	70	ААШв(3х70)

7.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции

Цеховые трансформаторные подстанции применяем комплектные: КТП – 630, КТП – 800, КТП – 1250 и КТП – 2500 в которых РУВН, по желанию заказчика может комплектоваться вакуумными выключателями типа VD4.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		66

Поскольку ТП1, ТП2, ТП3, ТП6, ТП7, ТП10 и ТП11 запитаны по радиальной схеме для них не выбираем выключатели на стороне 10кВ.

Выбор выключателей и трансформаторов тока напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения на вводах в КТП приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Оборудование 10 кВ устанавливаемое на вводах в КТП

№ ТП	U _н , кВ	I _{ном т} , А; K _з =1,4	I _к , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ТП4	10	192	19,8	VD4 12.06.25	ТОЛ 10-1-200-У3
ТП5	10	192			ТОЛ 10-1-200-У3
ТП8	10	62			ТОЛ 10-1-75-У3
ТП9	10	48			ТОЛ 10-1-50-У3

Выбор оборудования 0,4кВ:

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей (АВ 0,4кВ) для РУНН КТП, выбор типа низковольтных распределительных пунктов (НРП) и вводных автоматических выключателей для них приведен в таблице 28.

АВ для НРП выбираются по токам нагрузки в тяжёлом режиме (когда одна из двух линий повреждена или выведена в ремонт). АВ для РУНН КТП выбираются по токам нагрузки трансформатора с учетом его перегрузочной способности.

Таблица 28 - Выбор автоматических выключателей и типов НРП

№ ТП, НРП	Место установки выключателя	I_p, A КЗТ=0,8	$I_{утяж}, A$ КЗТ=1,4	$I_k,$ кА	Тип выключателя	Тип НРП
ТП1, ТП2, ТП3, ТП8	Вводной	924	1617	16,7	ВА-СЭЩ-АС20 I _{ном} =2000А, I _{откл} =65кА	-
	Секционный	924	1617	16,7	ВА-СЭЩ-АС20 I _{ном} =2000А, I _{откл} =65кА	-
НРП1	Вводной	157	314	16,7	ВА-СЭЩ-МС400 I _{ном} =400А, I _{откл} =40кА	ПР11-3088-54-У3 I _{ном} =400А
ТП4, ТП5, ТП6, ТП7	Вводной	2887	5052	16,7	Masterpact NW 63 I _{ном} =6300А, I _{откл} =100кА	-
	Секционный	2887	5052	16,7	Masterpact NW 63 I _{ном} =6300А, I _{откл} =100кА	-
НРП2	Вводной	129	259	16,7	ВА-СЭЩ-МС400 I _{ном} =400А, I _{откл} =40кА	ПР11-3088-54-У3 I _{ном} =400А
НРП3	Вводной	212	423	16,7	ВА-СЭЩ-МС630 I _{ном} =630А, I _{откл} =40кА	ПР11-3124-54-У3 I _{ном} =630А
ТП9, ТП10	Вводной	727	1273	16,7	ВА-СЭЩ-АС16 I _{ном} =1600А, I _{откл} =65кА	-
	Секционный	727	1273	16,7	ВА-СЭЩ-АС16 I _{ном} =1600А, I _{откл} =65кА	-
ТП11	Вводной	1443	2526	16,7	ВА-СЭЩ-АС32 I _{ном} =3200А, I _{откл} =65кА	-
	Секционный	1443	2526	16,7	ВА-СЭЩ-АС32 I _{ном} =3200А, I _{откл} =65кА	-
НРП4	Вводной	199	398	16,7	ВА-СЭЩ-МС400 I _{ном} =400А, I _{откл} =40кА	ПР11-3088-54-У3 I _{ном} =400А
ТП6- ТП7	Вводной	2968	-	16,7	ВА-СЭЩ-АС32 I _{ном} =3200А, I _{откл} =65кА	-

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

8.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТРДН – 32000/110 мощностью по 32 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет четыре секции сборных шин. К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены кабельные линии питающие трансформаторы цеховых ТП и СД. В таблице 29 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{T\text{ ном } i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{li} и Q_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{Tp\ i}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{л\ i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Таблица 29 – Исходные данные схемы электроснабжения

ТП	$S_{Tн}$, кВА	Q_{li} , квар	ΔQ_{Ti} , квар	R_{Ti} , Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП1	800	301	35	1,309	0,017
ТП2	800	295	35	1,309	0,017
ТП3	800	312	35	1,309	0,020
ТП4	2500	612	116	0,423	0,021
ТП5	2500	612	116	0,423	0,007
ТП6	2500	612	116	0,423	0,012
ТП7	2500	612	116	0,423	0,020
ТП8	800	329	33	1,309	0,040
ТП9	630	105	34	1,556	0,009
ТП10	630	318	30	1,556	0,024
ТП11	1250	579	54	0,762	0,022
ИТОГО		4 685	717		

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_{Tp\ i} = \frac{\Delta Q_{Ti}}{Q_{Ti}}$$

где ΔQ_{Ti} – потери короткого замыкания трансформатора, $S_{Tн}$ – номинальная мощность трансформатора, $U_{Tн}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Активное сопротивление кабельной линии:

где – удельное сопротивление линии, Ом/км, – длина линии, км, – число параллельных кабельных линий.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 30, где обозначено:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя; $I_{ном}$ и $I_{ном \delta}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; n – число оборотов СД; δ и $\delta_{м}$ – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

Таблица 30 – Исходные данные СД

Обозначение в схеме	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$I_{ном \delta}$ кВА	n	δ об/мин	$\delta_{м}$ кВт	$\delta_{н}$ кВт
СДх400 (цех №11)	10	400	209	10	500	3,88	2,97
СДх500 (цех №8)	10	500	257	6	500	5,05	3,63
СДх800 (цех №5)	10	800	408	3	3000	2,47	4,46
СДх800 (цех №11)	10	800	408	6	3000	2,47	4,46
СДх1500 (цех №9)	10	1500	817	3	1000	7,58	7,56
СДх3500 (цех №10)	10	3500	1620	4	1000	11,3	11

Примем, что все синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности δ и $\delta_{ном}$, с целью упрощения расчетов.

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{расп} = I_{ном}^2 \cdot X_{д} \cdot \delta_{н} - I_{ном}^2 \cdot X_{д} \cdot \delta_{м}$$

где $\delta_{м}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от $\delta_{ном}$; $X_{д}$ – реактивное сопротивление СД.

Результаты расчет располагаемой мощности СД запишем в таблицу 32.

8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности

м

$$\frac{P_{б}}{kW} \cdot \delta_{н}$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		70

где: руб кВт год – основная ставка тарифа;

руб кВт ч стоимость одного кВт ч электроэнергии; $\frac{3}{\text{М}} - \frac{\text{М}}{\text{М}}$

отношение потерь активной мощности предприятия $\frac{3}{\text{М}}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\frac{\text{М}}{\text{М}}$ активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{Г КВ}} = E \cdot K_{\text{КВ}} \cdot C \cdot R_{\text{КВ}},$$

кн нбк нбк

кн б ва ,

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223; $\frac{\text{нбк}}{\text{нбк}}$ – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК, $\frac{\text{нбк}}{\text{нбк}}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{\text{Г КВ}} = E \cdot K_{\text{КВ}} \cdot C \cdot R_{\text{КВ}}, \quad (8.3.2)$$

$$Z_{\text{Г КВ}} \text{ Мвар} \quad \frac{\text{руб}}{\text{руб}}$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{\text{Г СД}} = C \cdot \frac{D}{\text{НОМ СД}}$$

$$Z_{\text{Г СД}} = C \cdot \frac{D}{\text{НОМ СД}}$$

Результаты расчетов $Z_{\text{Г СД}}$ $Z_{\text{Г СД}}$ запишем в таблицу 32.

Результаты расчетов эквивалентных сопротивлений и мощностей низковольтных БК сводим в таблицу 31.

Таблица 31 - Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

Место установки БК	R _{эв} , Ом	Q _{сi} , Мвар		Q _{кi} , квар	Q _{кi} + Q _{сi} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сi} , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	1,327	-0,044	0,000	199	199	КРМ-0,4-200-15 У3	200
ТП2	1,326	-0,050	0,000	218	218	КРМ-0,4-225-15 У3	225
ТП3	1,329	-0,032	0,000	38	38	КРМ-0,4-39,6-3,6 У3	39,6
ТП4	0,451	-0,387	0,000	577	577	КРМ-0,4-525-52,5 У3 КРМ-0,4-54-3,6 У3	579
ТП5	0,430	-0,442	0,000	577	577	КРМ-0,4-525-52,5 У3 КРМ-0,4-54-3,6 У3	579
ТП6	0,435	-0,428	0,000	577	577	КРМ-0,4-525-52,5 У3 КРМ-0,4-54-3,6 У3	579
ТП7	0,443	-0,408	0,000	577	577	КРМ-0,4-525-52,5 У3 КРМ-0,4-54-3,6 У3	579
ТП8	1,349	-0,011	0,000	0	0	-	-
ТП9	1,613	-0,174	0,000	202	202	КРМ-0,4-225-15 У3	225
ТП10	1,580	0,029	0,029	0	29	-	-
ТП11	0,784	-0,009	0,000	21	21	КРМ-0,4-27-1,8 У3	27
ИТОГО	-	-	0,029	2986	3015	-	3032,6

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$\delta \frac{Q_{кв}}{a} \frac{\delta}{\delta} \delta м$$

где δ – эквивалентное сопротивление СД.

Эквивалентное сопротивление СД:

$$\varepsilon_{сд} \frac{l_{сд}}{a C} \frac{3}{\delta} \frac{г_{сд}}{C}$$

Результаты расчетов $\varepsilon_{сд} \delta$ запишем в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет реактивной мощности генерируемую СД

Обозначение в схеме	сд м Мвар	З _{г сд} руб Мвар	З _{г сд} руб Мвар	э сд Ом	сд Мвар
СДх400 (цех №11)	2,53	462784	169495	0,69	-0,615
СДх500 (цех №8)	1,89	489836	228340	0,94	-0,512
СДх800 (цех №5)	1,51	150914	222631	0,90	0,222
СДх800 (цех №11)	3,02	150914	111316	0,46	0,432
СДх1500 (цех №9)	2,87	231281	94113	0,40	0,098
СДх3500 (цех №10)	8,64	173883	26121	0,11	1,389
ИТОГО без учета СДх400, СДх500	16034,72				2,141

8.6 Определение мощности высоковольтной БК

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

$$T + T_{ГПП} + K \cdot \Sigma_{сд} \cdot C$$

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

$$\Sigma_{эс} \cdot P \cdot I \cdot \Sigma_{эс} \cdot P \cdot \frac{1}{n_p} \cdot C_{д}$$

где – расчетный коэффициент равный 0,31; и – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода; n_p – коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,9; $\Sigma_{эс}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

$$P + T + T_{ГПП}$$

$$P \quad \text{квар}$$

$$\Sigma_{эс} \quad \text{квар}$$

$$\Sigma_{эс} \quad \text{квар}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: $Q_{эс}$

квар .

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

Подставим все найденные значения в формулу:

_____ квар

Установим в РУ 10кВ ГПП на секциях сборных шин высоковольтные КРМ-10-450 УХЛ4 на 3 и 4, КРМ-10-600 УХЛ4 на 1 и 2 т.к. СЭС завода имеет недостаток реактивной мощности.

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{эс1}$, поступающей из энергосистемы):

_____ ρ ϑ

Определим резерв реактивной мощности:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		76

9 ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На предприятии присутствуют синхронные двигатели, запитанные от шин 10кВ ГПП, вносящие искажения в напряжение питающей сети, поэтому произведем оценку качества электроэнергии. Так как у нас присутствуют 32хСД(400-3500кВт), то произведем расчет по нахождению величины просадки напряжения. Запустим самый мощный СД 3500 кВт.

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представляем своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям.

Определим расчетную пусковую мощность СД:

$$S_n = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_n}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{3,5 \cdot 7}{0,85 \cdot 0,97} = 29,7 \text{ МВА}, \quad (9.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ЭД, МВт; K_n – кратность пускового тока; $\cos\varphi$, η – номинальные параметры ЭД.

Кроме СД, участвующего в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки». К секции 10кВ подключены: 2хСД-1500кВт, 4хСД-800кВт, 3хСД-500кВт, 5хСД-400кВт, СД-3500кВт их полные расчетные мощности приведены в таблице 3 при расчете электрических нагрузок по заводу.

Суммарная пусковая нагрузка:

_____ кВА

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{\text{н.э.}} = S_n + S_{\text{н.н.}} = 13 + 29,7 = 42,7 \text{ МВА}. \quad (9.2)$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{\text{н.э.}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{н.э.}} \cdot U_{\text{б}}^2} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{42,7 \cdot 10,5^2} = 23,4. \quad (9.3)$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД, найдем из выражения:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{с}} \cdot \frac{X_{\text{н.э.}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{н.э.}}} = 10,5 \cdot \frac{23,4}{6,56 + 23,4} = 8,2 \text{ кВ}, \quad (9.4)$$

где $U_{\text{с}}$ – напряжение питающей сети, кВ; $X_{\text{с}}$ – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД, $X_{\text{с}}=6,56$ - его определяли ранее в пункте 6 при расчетах токов КЗ.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		77

Просадка напряжения:

$$\Delta U = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\% = \frac{10,5 - 8,2}{8,2} \cdot 100\% = 28\%. \quad (9.5)$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$$

Следовательно, провалы напряжения в сети 10кВ при прямом пуске синхронного электродвигателя 3500 кВт выходят за рамки допустимых значений.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

10 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

10.1 Обоснование установки устройств плавного пуска

Определим номинальные мощности двигателей с недопустимыми провалами напряжения при прямом пуске.

В пункте 9 рассчитали провалы напряжения при прямом пуске СД 3500кВт, . Рассчитаем провалы напряжения при прямом пуске СД 400кВт. Методика расчета приведена в пункте 9.

Определим расчетную пусковую мощность СД:

$$S_n = \frac{0,4 \cdot 5}{0,85 \cdot 0,95} = 2,5 \text{ МВА}.$$

Кроме СД, участвующего в пуске, к секции 10кВ подключены: 2хСД-1500кВт, 4хСД-800кВт, 3хСД-500кВт, 4хСД-400кВт, 2хСД-3500кВт их полные расчетные мощности приведены в таблице 3 при расчете электрических нагрузок по заводу.

Суммарная пусковая нагрузка:

" _____ кВА

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{н.э.} = 16,1 + 2,5 = 18,6 \text{ МВА}.$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{н.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{18,6 \cdot 10,5^2} = 53,8.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД, найдем из выражения:

$$U_d = U_c = 10,5 \cdot \frac{53,8}{6,56 + 53,8} = 9,36 \text{ кВ}$$

Просадка напряжения:

$$\Delta U = \frac{10,5 - 9,36}{9,36} \cdot 100\% = 12\%.$$

$$\Delta U_{доп} = 10\%$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		79

Провалы напряжения в сети 10кВ при прямом пуске синхронного электродвигателя 400 кВт выходят за рамки допустимых значений следовательно все СД при прямом пуске будут вносить провалы напряжения больше 10%.

10.2 Способы пуска синхронных двигателей

Пуск синхронных двигателей связан с некоторыми трудностями. Угловая характеристика двигателя показывает то, что он может отдавать механическую энергию только в том случае, когда частота вращения ротора совпадает с частотой вращения магнитного поля машины. При неподвижном роторе результирующий механический момент на валу синхронного двигателя будет равен нулю. Для введения ротора двигателя в синхронизм используют различные способы.

Существующие способы пуска синхронных двигателей:

- *омощью в омо а ельно о дви а еля,*
- *а инх онный,*
- *ав о ан фо ма о ный,*
- *ча о ный,*
- *лавный.*

Рассмотрим подробнее системы плавного пуска

Асинхронные и синхронные электродвигатели - наиболее востребованные механизмы в промышленности, получившие массовое распространение во всех производственных отраслях, в частности в насосном оборудовании, в приводах промышленных станков, компрессорах, конвейерах, вентиляторах, центрифугах и другом оборудовании. Из-за особенностей конструкции и принципа работы применение электродвигателей не лишено недостатков. Трудности эксплуатации электродвигателей связаны с запуском электродвигателя и последствиями, возникающими при этом. Плавный пуск – наиболее важный и ответственный из режимов работы электродвигателя.

При запуске, электродвигателю необходимо преодолеть момент нагрузки на валу, для чего требуется большое энергопотребление. Большой начальный пусковой ток вызывает значительные просадки напряжения, что нарушает работу, как других потребителей, так и самого электродвигателя. Кроме того, резкий рывок в момент пуска, связанный с большим моментом, может повредить механические части привода. Еще одна проблема, возникающая при запуске - большие пусковые токи. Протекая по обмотке электродвигателя они выделяют большое количество тепла, при этом изоляция обмотки может прийти в негодность, что вызовет межвитковое замыкание и выход электродвигателя из строя.

Кроме проблемы пуска, во многих промышленных установках на регулируемый электропривод возлагаются задачи не только плавного

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		80

регулирования момента и скорости вращения электродвигателя, но и задачи замедления и торможения элементов установки.

Применение устройств плавного пуска оказывает существенное влияние на энергопотребление, позволяя резко снизить затраты на электроэнергию, уменьшить расходы на обслуживание и дополнительное электрооборудование питающей сети, повысить надежность и производительность электродвигателя, а также существенно улучшить управление технологических процессов.

Гибкость конфигурации и широкий выбор опционных характеристик позволяют использовать данные системы в промышленности для разных отраслей от водопроводных до нефтедобывающих систем.

10.3 Устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей серии УППВЭ[11]

Устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей серии УППВЭ, обеспечивает плавный пуск высоковольтных синхронных и асинхронных электродвигателей насосов, компрессоров, вентиляторов, воздуходувок и других производственных механизмов. Плавный пуск высоковольтного электродвигателя достигается за счет формирования заданного темпа нарастания напряжения на электродвигателе от нуля до номинального значения. Запуск выбранного электродвигателя под управлением контроллера исключает возможность создания аварийных ситуаций, связанных с ошибочными действиями персонала при пуске и остановке высоковольтного электродвигателя.

По согласованию с Заказчиком устройства плавного пуска высоковольтных электродвигателей монтируются в блочно-модульном здании полной заводской готовности, которые предназначены для эксплуатации в условиях умеренного и холодного климата.

На базе устройств серии УППВЭ выпускаются системы поочередного плавного пуска группы электродвигателей (от 2 до 12 шт.), состоящие из шкафа УППВЭ, шкафов ШВВК, шкафа автоматики и пульта управления (оператора).

Применение ой ва УПП Э дае лед ющие ем ще ва:

- значительно уменьшается пусковой ток двигателя (в 3-4 раза);
- существенно снижаются динамические нагрузки на подшипниках электродвигателя и в кинематике механизмов, работающих с данным электродвигателем;
- улучшаются условия эксплуатации электротехнического оборудования (электродвигателей, трансформаторов, коммутационных аппаратов и др.);
- существенно снижаются потери электроэнергии в электрооборудовании при пуске электродвигателей;
- уменьшаются просадки напряжения в сети при пуске электродвигателей;

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		81

- осуществление пуска электродвигателей от источников ограниченной мощности.

Технические характеристики:

Таблица – 33 Технические характеристики

Род тока	переменный , трехфазный
Номинальное напряжение, кВ	3; 6,3; 10,5
Максимальный пусковой ток, А	350 - 3500
Частота, Гц	50
Диапазон мощностей запускаемых двигателей, МВт	0,2 - 12,5
Пределы ограничения пускового тока	(1,5 - 4) Iном дв
Напряжение питания вспомогательных цепей, В	~ 220
Регулируемое время пуска, с	5 - 120
Тиристоры	Производства компании «ABB Semiconductors»
Способ доставки управляющих импульсов	Оптический, полная гальваническая развязка системы управления и силовых модулей
Количество пусков	3 пуска подряд с последующим перерывом 15 мин .
Степень защиты	до IP54
Климатическое исполнение	УХЛ4
Габаритные размеры шкафа Ш x В x Г, мм	1100 x 2200 x 1200
Масса, кг	до 900

ой все реализованы следующие основные виды защиты :

- максимально-токовая;
- от затянувшегося пуска электродвигателя;
- от обрыва фазы управляющей сети;
- от понижения напряжения сети;
- от исчезновения вентиляции в шкафу УППВЭ;
- при недопустимом отклонении частоты питающей сети;
- от самопроизвольного изменения параметров настройки;
- от перенапряжений на тиристорах;
- от перегрева устройства;
- при ошибке системы управления;
- неверное чередование фаз;
- внешняя авария, ошибка внешней автоматики;

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		82

- ограничение количества пусков.

Срабатывание защит и другие неполадки в системе отображаются на встроенном ЖКИ экране устройства плавного пуска УППВЭ.

Типы ой в УПП Э:

Таблица 34 - Типы устройств УППВЭ

Тип устройства УППВЭ	Номинальные данные устройства		Наибольшая мощность устройства, МВт.
	ток, А	напряжение, кВ	
УППВЭ-Х-400	400	6 (10)	1,0 (1,6)
УППВЭ-Х-800	800	6 (10)	1,8 (3,2)
УППВЭ-Х-1250	1250	6(10)	3,2 (5,0)
УППВЭ-Х-1600	1600	6 (10)	4,0 (6,3)
УППВЭ-Х-2800	2800	6 (10)	6,3 (10,0)
УППВЭ-Х-3500	3500	6 (10)	8,0 (12,5)

В скобках указаны данные для электродвигателей с напряжением 10кВ. Наибольшая мощность электродвигателя взята при коэффициенте кратности пускового тока электродвигателя $k \sim 4$, что соответствует максимальному пусковому току устройства. За максимальный пусковой ток устройства плавного пуска УППВЭ принимается максимально допустимый ток в течении нормируемого времени пуска 90 сек.

Модернизация схемы пуска одиночного двигателя заключается в последовательном присоединении между ячейкой прямого пуска и двигателем устройства УППВЭ с байпасным контактором.

На базе устройств серии УППВЭ выпускаются системы поочередного плавного пуска группы электродвигателей (от 2 до 12 шт.), состоящие из шкафа УППВЭ, шкафов коммутации силовых цепей типа ШВВК, шкафа автоматики и пульта управления.

Наибольший экономический эффект достигается внедрением системы поочередного плавного пуска группы электродвигателей одним устройством УППВЭ. Пример такой системы для плавного поочередного пуска четырех электродвигателей на базе устройства плавного пуска УППВЭ показан на принципиальной электрической схеме (Рисунок 14 – Система плавного поочередного пуска четырех электродвигателей на базе устройства УППВЭ).

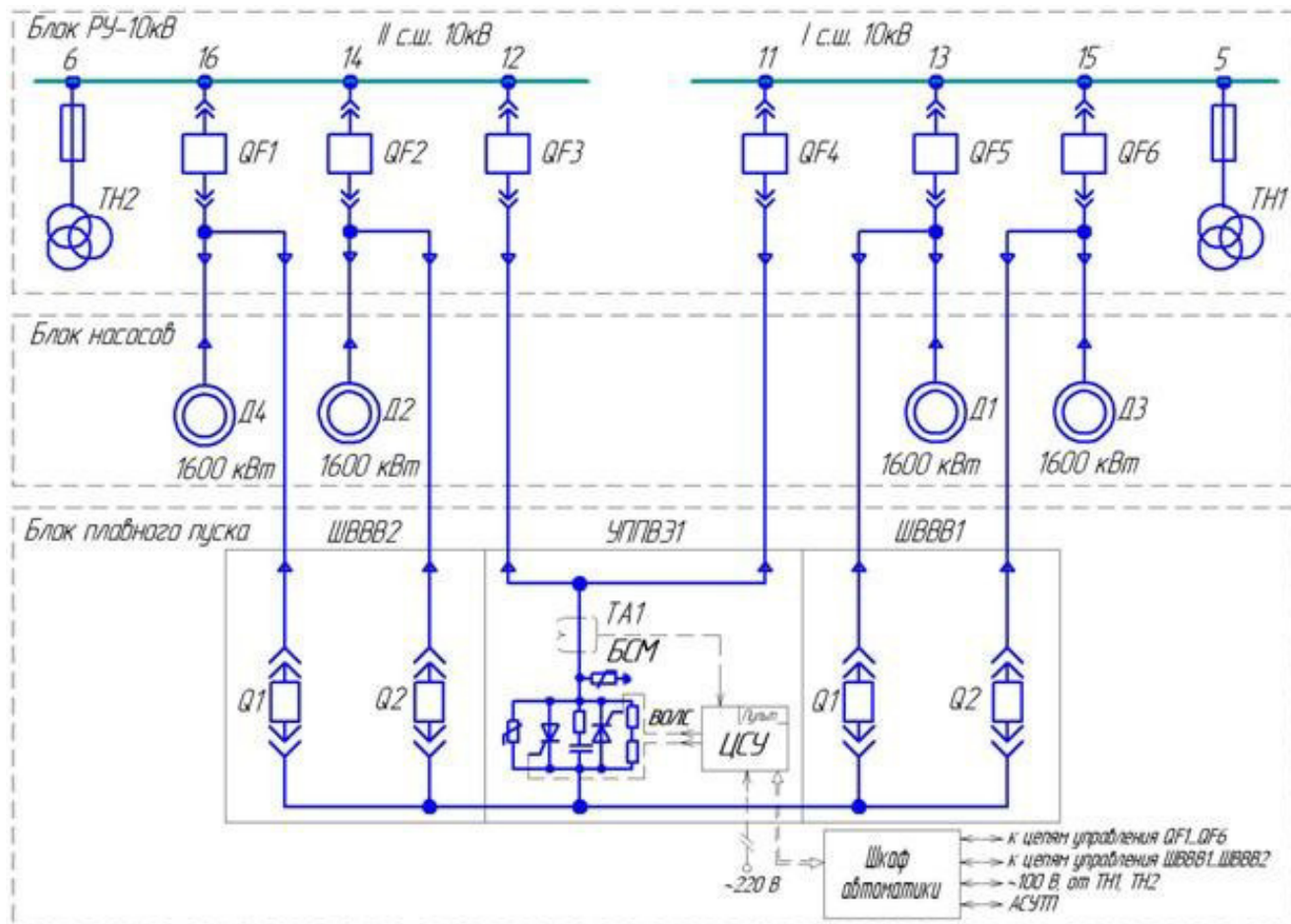


Рисунок 14 – Система плавного поочередного пуска четырех электродвигателей на базе устройства УППВЭ

Шкаф вы оковоль ными вак мными кон ак о ами (Ш):

Таблица 35 – Основные параметры ШВВК

Номинальный ток главных цепей	400, 630 А
Номинальное напряжение	6, 10 кВ
Степень защиты	IP 21
Питание высоковольтных контакторов	=220 В, ~220 В
Потребляемый ток:	
При включении контактора	5 А
В режиме удержания	1 А

Шкаф с высоковольтными вакуумными контакторами (ШВВК) предназначен для автоматического подключения приводимых либо запускаемых электродвигателей к устройствам УППВЭ.

В шкафу установлены, в изолированных друг от друга вертикальных отсеках, два или один высоковольтных контактора на выдвижных

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

малогабаритных тележках с использованием силовых контактов типа «ламель». Между коммутационным аппаратом и высоковольтными проводниками находятся изолирующие шторки, которые отделяют пространство коммутационного элемента от пространства высоковольтных проводников.

Конструктивные достоинства ШВБК:

- Возможность применения контакторов с электрической и механической фиксацией;
- Индикатор положения тележки (рабочее/контрольное);
- Предусмотрены электрические и механические защиты от ошибочных действий персонала;
- Выкатной элемент позволяет создавать видимый разрыв, что необходимо для обеспечения безопасности обслуживания и вывода оборудования в ремонт;
- Шторочный механизм предотвращает попадание персонала под напряжение при техническом обслуживании оборудования.

Шкаф вы оковоль ным азъедини елем (Ш):

Таблица 36 – Основные параметры ШВР

Номинальный ток главных цепей	400, 630, 1000 А
Номинальное напряжение	6, 10 кВ
Степень защиты	IP21

Шкаф с высоковольтным разъединителем (ШВР) предназначен для создания видимого разрыва на вводе или выводе устройств УППВЭ при техническом обслуживании и выводе в ремонт.

В шкафу устанавливается стационарный высоковольтный разъединитель типа РВЗ с главными и заземляющими ножами.

Одностороннее обслуживание позволяет минимизировать необходимое пространство для обслуживания.

Предусмотрены электрические и механические защиты от ошибочных действий персонала.

Шкаф вы оковоль ными едох ани елями (Ш П):

Таблица 37 – Основные параметры ШВП

Номинальный ток главных цепей	200, 400 А
Номинальное напряжение	6, 10 кВ
Степень защиты	IP21

Шкаф с высоковольтными предохранителями (ШВП) предназначен для создания видимого разрыва и защиты силовых тиристоров.

Предохранители с высокой отключающей способностью подбираются под тиристоры выбранные для УППВЭ по интегралу плавления i^2t , что исключает выход из строя тиристоров.

Шкаф автоматизации (Ш):

Шкафы управления и автоматизации для построения систем плавного пуска группы двигателей.

Шкаф автоматики (ША) (габаритные размеры зависят от количества двигателей, но не более 600x2000x600 (ШxВxГ, мм)) предназначен для автоматизации управления и контроля систем плавного пуска группы двигателей. Программируемый контроллер предназначен для решения задач автоматизации малого уровня. Контроллер работает в реальном масштабе времени, с узлами и комплексами систем автоматического управления, поддерживающих интенсивный коммуникационный обмен данными через сети Industrial thernet/PROFIN , а также PtP (Point-to-Point) соединения.

На экран в режиме реального времени выводится информация о состоянии оборудования и диагностические сообщения. Также имеется возможность просмотра архивов событий и пусковых характеристик.

Основные параметры ША:

В ША производится сохранение всех режимов работы оборудования и действий персонала.

Имеется возможность использования в Scada–системы.

Возможность удаленного получения информации обо всех режимах работы (подключения удаленного АРМа и АСУ ТП).

Вся система управления ША питается от внутреннего источника питания (БП), что позволяет стабильно работать при больших провалах напряжения.

Исключительно простой монтаж, программирование и обслуживание.

Совместно со шкафом автоматики ША может применяться выносной пульт управления, в который устанавливается панель оператора.

Пульт управления (ПУ):

Пульт управления (ПУ) предназначен для управления и контроля систем плавного пуска группы двигателей. ПУ может быть выполнен как с ручными органами (кнопки, переключатели и т.д.) управления, так и с многофункциональной панелью оператора. На экран пульта управления в режиме реального времени выводится информация о состоянии оборудования, диагностические сообщения и имеется возможность просмотра архивов.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		86

10.4 Выбор устройства плавного пуска

Самые мощные синхронные двигатели, подключенные к шинам ГПП 10 кВ, имеют мощность 3500кВт. Установим по одной системе плавного пуска на 1с.ш. и 2с.ш. 10кВ ГПП. Системы будут запускать все СД подключенные к данным секциям.

Выбираем систему плавного пуска УППВЭ-10-1250-16 УХЛ4 – Устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей с номинальным напряжением главных цепей 10кВ, с максимальным пусковым током 1250А, предназначено для поочередного пуска 16 двигателей.

Посчитаем провалы напряжения при плавном пуске СД 3500кВт системой УППВЭ с максимальным токоограничением $1,5I_{н.д}$

Определим расчетную пусковую мощность СД:

$$S_n = \frac{P_{ном} \cdot K_n}{\cos\varphi \cdot \eta} = \frac{3,5 \cdot 1,5}{0,85 \cdot 0,97} = 6,3 \text{ МВА},$$

где K_n – кратность пускового тока с максимальным токоограничением УППВЭ $1,5I_{н.д}$.

Суммарная пусковая нагрузка:

и _____ кВА

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{н.э.} = S_n + S_{н.н.} = 13 + 6,3 = 19,3 \text{ МВА}.$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{н.э.} = \frac{S_n \cdot U^2}{S_{н.э.} \cdot U^2} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{19,3 \cdot 10,5^2} = 51,8.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД, найдем из выражения:

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{н.э.}}{X_c + X_{н.э.}} = 10,5 \cdot \frac{51,8}{6,56 + 51,8} = 9,3 \text{ кВ},$$

Просадка напряжения:

$$\Delta U = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\% = \frac{10,5 - 9,3}{9,3} \cdot 100\% = 12,9\%.$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		87

Вывод: провалы напряжения в сети 10кВ при плавном пуске синхронного электродвигателя 3500кВт снизились в 2,2 раза.

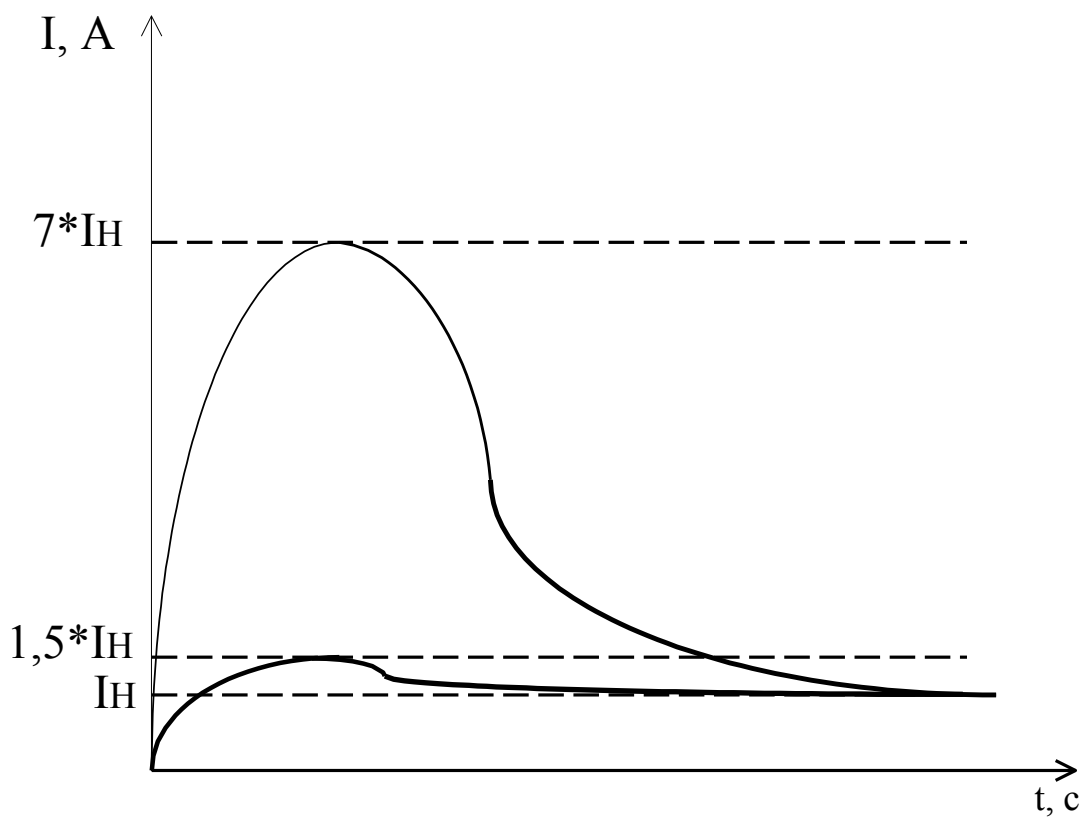


Рисунок 15 – График токов при пуске СД

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР

Лист

88

11 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

В общем случае электродвигатели промышленных предприятий защищают при следующих повреждениях и ненормальных режимах:

- при междуфазных КЗ в обмотке статора и на ее выводах;
- при однофазных замыканиях обмотки статора на землю;
- при перегрузке;
- при понижении или исчезновении напряжения;
- при асинхронном режиме.

Согласно ПУЭ для электродвигателей мощностью более 5 МВт в качестве защиты от междуфазных коротких замыканий применяется продольная дифференциальная защита без выдержки времени в двухфазном исполнении. Для двигателей мощностью менее 2 МВт применяется токовая отсечка с реле, включенном на разность токов двух фаз. Для двигателей 2 МВт и выше – токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени.

СТД-3500-2УХЛ4- синхронный неявнополюсный двигатель.

Параметры двигателя:

$$P = 3500 \text{кВт}$$

$$U_{НО} = 10 \text{кВ}$$

$$\cos \phi = 0,85$$

$$K_{ПВ} = 7$$

$$t_{ПВ} = 8$$

$$\eta = 0,97$$

Методика расчета взята с литературы [10]

11.1 Защита от междуфазных замыканий

Согласно ПУЭ устанавливаем токовую двухрелейную отсечку без выдержки времени со схемой включения трансформаторов тока (ТТ) неполная звезда. Рассчитаем ток срабатывания защиты и выберем уставки реле.

Синхронный двигатель подключен к шинам ГПП 10кВ. Номинальный ток двигателя рассчитываем по формуле:

$$I_{НО} = \frac{P}{3U_{НО} \cdot \cos \phi \cdot \eta} = \frac{3,5 \cdot 10^6}{3 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,97} = 245, \quad (11.1.1)$$

где $I_{НО,дв}$ - номинальный ток двигателя, А; $P_{НОМ}$ – номинальная мощность двигателя, кВт; $U_{НОМ}$ - номинальное напряжение, кВ; \cos - коэффициент мощности, η - коэффициент полезного действия двигателя.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		89

Выбираем трансформатор тока: ТЛК-10-УЗ ($U_{НО} = 10к, I_1 = 300, I_2 = 5$).

Коэффициент трансформации ТТ:

$$n_T = \frac{I_1}{I_2} = \frac{300}{5} = 60. \quad (11.1.2)$$

Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается:

- от пускового тока двигателя:

$$I_{отс} = k_{нв} \cdot I_{НО} = 1,2 \cdot 7 \cdot 245 = 2058, \quad (11.1.3)$$

где: $k_{нв}$ - коэффициент надежности, $k_{нв} = 1,2$; $k_{пв}$ - коэффициент запуска двигателя, $k_{пв} = 7$.

Определяем коэффициент чувствительность защиты при двухфазном КЗ на шинах 10кВ ГПП:

$$k_{ч} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{отс}} > 2. \quad (11.1.4)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19800 = 17147, \quad (11.1.5)$$

где: $I_3^{(3)} = 19800$ А – трехфазный ток КЗ на шинах 10кВ ГПП, берем из пункта 6 (стр. 54).

$$k_{ч} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I_{отс}} = \frac{17147}{2058} = 8,3 > 2.$$

Защита чувствительна.

Определим ток срабатывания реле:

$$I_{рел} = \frac{I_{отс}}{n_T} \cdot k_x = \frac{2058 \cdot 1}{60} = 34,3, \quad (11.1.6)$$

где: k_x - коэффициент схемы, для неполной звезды $k_x = 1$.

Выбираем реле РСТ 13-29-Х ($U_{нв} = 10к, I_{вТ} = 15 - 60$).

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{рел}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{34,3}{15} - 1 = 1,2 \quad (11.1.7)$$

Определяем ток уставки реле (выбираем уставки кратные 0,2):

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		90

$$I_{VT} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 15(1,2 + 1) = 33 \text{ .} \quad (11.1.8)$$

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = I_{уст} \cdot K_I = 33 \cdot 60 = 1980 \text{ .} \quad (11.1.9)$$

11.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий должна предусматриваться при величине емкостного тока 10 А и более. На двигателях более 2 МВт такая защита должна устанавливаться при токе 5 А и более. Ток замыкания на землю складывается из емкостного тока двигателя и емкостного тока кабельной линии.

Емкостный ток определяется по формуле:

$$I = I_{дв} + I_{каб}, \quad (11.2.1)$$

где: $I_{дв}$ - емкостный ток двигателя, $I_{каб}$ - емкостный ток кабеля.

$$I_{дв} = \frac{U_{НО} \cdot C \cdot \omega}{\sqrt{3}}, \quad (11.2.2)$$

где: C - емкость одной фазы двигателя, ω - частота сети.

Найдем полную мощность двигателя:

$$S_{НО} = \frac{P_{НО}}{\cos \phi \cdot \eta} = \frac{3500}{0,85 \cdot 0,97} = 4245 \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (11.2.3)$$

Емкость фазы двигателя (Φ /фаза) для неявнополюсных синхронных и асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором определяется по каталожным данным из справочника или по формуле:

$$C = \frac{0,0187 \cdot S_{НО} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{НО} (1 + 0,08 U_{НО})}} = \frac{0,0187 \cdot 4245 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 0,016 \text{мкФ}, \quad (11.2.4)$$

где: $S_{д,ном}$ – номинальная мощность электродвигателя, МВА; $U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

$$\omega = 2 \pi f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314, \quad (11.2.5)$$

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		91

$$I = \frac{U_{HO} \cdot C \cdot \omega}{\sqrt{3}} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,016 \cdot 10^{-6} \cdot 314}{\sqrt{3}} = 0,029 . \quad (11.2.6)$$

Емкостный ток кабельной линии:

$$I = I_o \cdot l_{кл} = 1,3 \cdot 0,124 = 0,16 , \quad (11.2.7)$$

где: I_o - удельный емкостный ток, $I_o = 1,3 / км$, $l_{кл}$ - длина кабельной линии.

Суммарный ток замыкания на землю:

$$I = I + I = 0,029 + 0,16 = 0,189 < 5 \quad (11.2.8)$$

защита не устанавливается.

11.3 Защита от перегруза

Для защиты двигателя от перегруза принимается максимальная токовая защита с выдержкой времени с использованием токового реле.

Номинальный ток двигателя: $I_{HO} = 245$, трансформаторы тока выбранные ранее: ТЛК-10-УЗ ($U_{HO} = 10к$, $I_1 = 300$, $I_2 = 5$, $n_T = 60$).

Ток срабатывания защиты:

$$I = \frac{от}{0,9} \cdot I_{HO} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 245 = 300 , \quad (11.3.1)$$

где: $от$ - коэффициент надежности, $от = 1,1$; - коэффициент возврата, $= 0,9$.

Ток срабатывания реле:

$$I = \frac{I \cdot X}{n_T} = \frac{300 \cdot 1}{60} = 5 . \quad (11.3.2)$$

Выбираем реле РСТ 13-19-Х ($U - о$, $I_{VT} = 1,5 - 6,0$).

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = I_{уст} \cdot K_I = 5 \cdot 60 = 300 . \quad (11.3.3)$$

Время срабатывания защиты отстраивается от времени пуска и равно:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		92

$$t = K_o \cdot t_k = 1,1 \cdot 8 = 8,8 . \quad (11.3.4)$$

где: $t_{\text{пуск}}$ – время самозапуска двигателя.

Защита от асинхронного режима

Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима осуществляется с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотке статора и выполняется часто при помощи токового реле с зависимой характеристикой, которое одновременно используется для защиты от перегруза. Для СД с отношением короткого замыкания меньшим 1 применяется также совмещенная защита с независимой от тока выдержкой времени.

Защита от асинхронного режима совмещается с защитой от перегрузки
Ток и время срабатывания защиты:

$$I_{\text{д}} = (1,3 - 1,4) I_{\text{НО}} = 1,3 \cdot 245 = 318,5 , \quad (11.4.1)$$

$$t_{\text{д}} = 9 .$$

Т.к. защита совмещается с защитой от перегруза, то примем уставки:

$$I_{\text{д}} = 5 , t = 8,8 .$$

Защита минимального напряжения

Защита выполняется двухступенчатой. Первая ступень предназначена для облегчения самозапуска ответственных двигателей, вторая – для отключения части электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям технологического процесса или по условиям безопасности. Напряжение срабатывания первой ступени защиты двигателя при понижении напряжения выбирается таким, чтобы обеспечивался самозапуск других более ответственных двигателей, т.е. 60-70% от $U_{\text{ном}}$. Напряжение срабатывания второй ступени – 50% от $U_{\text{ном}}$.

Для питания реле минимального напряжения используются трансформаторы напряжения, которые устанавливаются в распределительных пунктах для контроля и учета электроэнергии.

На шинах 10 кВ ГПП установлен трансформатор напряжения: НАМИТ-10-2 УХЛ2 ($U_{\text{НО}} = 10\text{к}$, $U = 10\text{к}$, $U = 100$).

Коэффициент трансформации:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		93

$$n_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{10000}{100} = 100. \quad (11.5.1)$$

Напряжение срабатывания защиты первой ступени:

$$U^I = \frac{U_{MIN. Б}}{от Т о} \quad (11.5.2)$$

где: $U_{min \text{ раб}}$ – минимальное напряжение на шинах, которое не вредит технологическому процессу; K_B – коэффициент возврата статического реле; $K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

$$U_{MIN. Б} = 0,7U_{НО} = 0,7 \cdot 10 = 7к, \quad (11.5.3)$$

$$U^I = \frac{U_{MIN. Б}}{от Т о \cdot 1,1 \cdot 1,1} = \frac{7}{1,1 \cdot 1,1} = 5,785к.$$

Напряжение срабатывания реле первой ступени:

$$U^I = \frac{U^I}{n_T} = \frac{5785}{100} = 57,85. \quad (11.5.4)$$

Принимаем к установке реле: РСН-16-23 ($U_{VT} = 12 - 60$).

Определим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{U^I}{U_{MIN}} \cdot 1 = \frac{57,85}{12} \cdot 1 = 3,8 \quad (11.5.5)$$

Определим напряжение уставки реле первой ступени:

$$U_{VT}^I = U_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 12(3,8 + 1) = 57,6. \quad (11.5.6)$$

Время срабатывания первой ступени защиты минимального напряжения принимается равным $t_{сз}^1 = 0,5$ с.

Аналогично рассчитывается вторая ступень. Реле второй ступени включается во вторичную цепь того же трансформатора напряжения, что и реле первой ступени.

Напряжение срабатывания второй ступени защиты:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		94

$$U'' = \frac{0,5U_{HO}}{от \dot{T} 1,1 \cdot 1,1} = \frac{0,5 \cdot 10}{1,1 \cdot 1,1} = 4,132 \text{к} . \quad (11.5.7)$$

Напряжение срабатывания реле второй ступени:

$$U'' = \frac{U''}{n_T} = \frac{4132}{100} = 41,32 . \quad (11.5.8)$$

Принимаем к установке реле: РСН-16-23 ($U_{yT} = 12 - 60$).

Определим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{U''}{U_{MIN}} - 1 = \frac{41,32}{12} - 1 = 2,4 \quad (11.5.9)$$

Найдем напряжение уставки реле первой ступени:

$$U''_{yT} = U_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 12(2,4 + 1) = 40,8 . \quad (11.5.10)$$

Время срабатывания второй ступени защиты минимального напряжения принимается равным $t_{сз}^{11} = 10\text{с}$, с помощью реле времени РВ-01.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		95

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Одним из способов обеспечения электробезопасности является применение средств защиты для персонала, работающего в электроустановках. Выбор необходимых электротехнических средств, средств защиты от электрических полей повышенной напряженности и средств индивидуальной защиты регламентируются инструкцией по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, санитарными нормами и правилами выполнения работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты, руководящими указаниями по защите персонала от воздействия электрического поля и другими соответствующими нормативно-техническими документами.

Средства защиты и применяемые в электроустановках [12]

При работе в электроустановках используются:

- средства защиты от поражения электрическим током (электротехнические средства);
- средства защиты от электрических полей повышенной напряженности, коллективные и индивидуальные (в электроустановках напряжением 330 кВ и выше);
- средства индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с государственным стандартом (средства защиты головы, глаз и лица, рук, органов дыхания, от падения с высоты, одежда специальная защитная).

К электротехническим средствам относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные и стационарные;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля);
- диэлектрические перчатки, галоши, боты;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты и ширмы);
- изолирующие накладки и колпаки;
- ручной изолирующий инструмент;
- переносные заземления;

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		96

- плакаты и знаки безопасности;
- специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше;
- гибкие изолирующие покрытия и накладки для работ под напряжением в электроустановках напряжением до 1000 В;
- лестницы приставные и стремянки изолирующие стеклопластиковые.

Изолирующие электротехнические средства делятся на основные и дополнительные.

К основным изолирующим электротехническим средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля и т.п.);
- специальные средства защиты, устройства и приспособления изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше (кроме штанг для переноса и выравнивания потенциала).

К дополнительным изолирующим электротехническим средствам для электроустановок напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки и боты;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие колпаки и накладки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала;
- лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые.

К основным изолирующим электротехническим средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие клещи;
- указатели напряжения;
- электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки;
- ручной изолирующий инструмент.

К дополнительным изолирующим электротехническим средствам для электроустановок напряжением до 1000 В относятся:

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		97

- диэлектрические галоши;
- диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- изолирующие колпаки, покрытия и накладки;
- лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые.

К средствам защиты от электрических полей повышенной напряженности относятся комплекты индивидуальные экранирующие для работ на потенциале провода воздушной линии электропередачи (ВЛ) и на потенциале земли в открытом распределительном устройстве (ОРУ) и на ВЛ, а также съемные и переносные экранирующие устройства и плакаты безопасности.

Кроме перечисленных средств защиты в электроустановках применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- средства защиты головы (каска защитные);
- средства защиты глаз и лица (очки и щитки защитные);
- средства защиты органов дыхания (противогазы и респираторы);
- средства защиты рук (рукавицы);
- средства защиты от падения с высоты (пояса предохранительные и канаты страховочные);
- одежда специальная защитная (комплекты для защиты от электрической дуги).

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		98

Нормы комплектования средствами защиты ПС 110/10

Таблица 38 – Нормы комплектования средствами защиты ПС 110/10

Наименование средств защиты	Количество
Распределительные устройства напряжением выше 1000 В	
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	2 шт. на каждый класс напряжения
Указатель напряжения	То же
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	По местным условиям
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения района конверторного цеха металлургического завода. В результате принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Было рассмотрено два варианта внутреннего электроснабжения и принят наиболее подходящий из них. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Так же решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов. В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике. Рассмотрена релейная защита синхронного двигателя. В разделе специальная часть рассмотрено устройство плавного пуска синхронных двигателей. В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены средства защиты.

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		100

Библиографический список

1. 1. Электротехника: Учебное пособие для студентов вузов. В 3-х книгах. Книга 3-я: Электроприводы. Электроснабжение /Под ред. Бутырина П.А., Гафиятуллина Р.Х., Шестакова А.Л. – Челябинск – Москва: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 640 с.
2. Ершов А.М., Петров О.А., Ситчихин Ю.В.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 57с.
3. Ершов А.М., Петров О.А.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 44с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.Л.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989 - 607с.
5. Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1999.
6. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1,2. М: Энергоатомиздат, 1986, 1987 – 568,592с.
7. Электронный справочник V2.0.
8. Цены на электрооборудование pulscen.ru
9. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. М: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.
10. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы/ Миасс, 2009. – 55 с.;
11. Плавный пуск <http://xn--b1aap2ao.xn--p1ai/prod7.html>
12. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. СО 153-34.03.603-2003. Издательство НЦ ЭНАС (2003 г.)

					ЮУрГУ – 13.03.02.2018.641 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		101