

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электроснабжения производства СБСК
ООО «Тольяттикаучук»

Студент(ка)

С.А. Амосова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В бакалаврской работе «Реконструкция электроснабжения производства СБСК ООО «Тольяттикаучук»» выполнен расчет электрической нагрузки, выбраны тип, число и мощность силовых трансформаторов, рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 6/0,4 кВ, произведен выбор электрических аппаратов и проводников.

Работа состоит из 62 листов основного текста и содержит 6 рисунков, 33 таблицы, 4 приложения на 12 листах, список использованных источников из 27 наименований, графическая часть работы выполнена на 6 чертежах формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика производства и анализ электрооборудования.....	7
1.1 Характеристика производства СБСК ООО «Тольяттикаучук».....	7
1.2 Анализ электрооборудования и характеристика потребителей.....	8
2 Расчет электрических нагрузок производства	11
3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.....	17
4 Перераспределение электрических нагрузок по трансформаторам	24
5 Расчет токов короткого замыкания.....	27
6 Выбор электрических аппаратов и проводников.....	37
6.1 Выбор распределительных устройств на стороне выше 1 кВ.....	37
6.1.1 Выбор выключателей.....	38
6.1.2 Выбор трансформаторов тока	41
6.1.3 Выбор трансформаторов напряжения	43
6.2 Выбор кабелей 6 кВ	44
6.3 Выбор распределительных устройств на стороне 0,4 кВ.....	48
7 Релейная защита	50
8 Собственные нужды подстанции.....	52
9 Система измерений на подстанции.....	53
10 Расчет заземления подстанции	54
11 Безопасность и экологичность.....	56
12 Экономическая эффективность	57
Заключение.....	59
Список использованных источников.....	60
Приложение А	63
Приложение Б.....	64
Приложение В	65
Приложение Г.....	70

Введение

Нефтехимический комплекс России играет важную роль в экономике страны, поэтому необходимо развивать и модернизировать под новые условия сырьевую базу углеводородов, производственные мощности, а также электроснабжение химических производств.

В настоящее время наблюдается старение энергетического оборудования и электрических сетей во всех сферах экономики. Многие предприятия работают в предельных режимах, «дожимая» последнее из технологического и электрического оборудования. Поэтому требуется замена не только технологических аппаратов, но и модернизация всего электрохозяйства.

Химическая промышленность – самая энергоемкая отрасль, с самыми разнообразными процессами, связанными с потреблением электроэнергии. Электроэнергия необходима не только на проведение химических реакций, но и на осуществление вспомогательных операций (транспортировка, подготовка сырья и т.п.), на приведение в работу технологического оборудования, на обеспечение комфортных производственно-бытовых условий сотрудников.

Основными потребителями электроэнергии на химических предприятиях являются электроприводы различных машин и механизмов, электрическое освещение, электрические нагревательные устройства, в том числе электрические печи. Работа всех приемников электроэнергии зависит от качества самой энергии.

Решение основной проблемы современных систем промышленного электрообеспечения невозможно без комплексного решения задач надежной системы электроснабжения и определения допустимых перегрузок элементов систем электроснабжения, автоматизации, проектирования систем промышленного электроснабжения. Большое значение имеет расчет электрических нагрузок, которые определяют выбор всех элементов проектируемой системы электроснабжения.

Системы электроснабжения химической промышленности изношены и требуют мер по реконструкции и модернизации. Химическое производство модернизируется, в связи с чем часть технологического процесса либо вводится, либо выводится из существующего состава, при этом энергетические мощности либо оказываются недостаточными, либо избыточными. В итоге на предприятиях наблюдается дисбаланс по распределению энергии. В настоящих условиях при реконструкции электроснабжения производств необходимо учитывать вышесказанное и стремиться к равномерному перераспределению электрических нагрузок. Поэтому тема дипломной работы является актуальной.

Целью дипломной работы является повышение надежности электроснабжения производства бутилкаучука, изопрена и части вспомогательных производств ООО «Гольяттикаучук» в связи с их моральной и физической изношенностью.

Основными задачами работы являются:

- анализ электрической части подстанции и разработка мероприятий по реконструкции,
- расчет электрических нагрузок подстанции;
- выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов подстанции с учетом компенсации реактивной мощности;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов и проводников;
- выбор релейной защиты.

1 Характеристика производства и анализ электрооборудования

1.1 Характеристика производства СБСК ООО «Тольяттикаучук»

ООО «Тольяттикаучук» (далее по тексту предприятие) одно из крупнейших нефтехимических предприятий СИБУР и России. Предприятие размещено на 280 гектарах территории города Тольятти. Основная деятельность предприятия – производство синтетических каучуков различных марок. Также предприятие производит углеводородные фракции, продукты органического и неорганического синтеза, мономеры, полимеры, присадки для автомобильных бензинов.

Предприятие питается десятью вводами с шин генераторного напряжения: СК-1, СК-3, СК-7, СК-18, СК-19, СК-21, СК-22, СК-27, СК-28, СК-49 и по ЛЭП-110 кВ «Каучук-1», «Каучук-2», «Каучук-3», «Каучук-4», отпайкой ЛЭП-110 кВ «ЭТЗ», «Ставропольская».

Производство разделено на четыре завода, производящих различные марки синтетических каучуков и побочной продукции. Так первый завод именуется производством бутадиена и бутадиен-стирольных каучуков; второй завод – производство изопрена; третий завод – производство изопренового каучука; четвертый завод – производство бутилкаучука.

Электроснабжение производств осуществляется напряжением 6/0,4 кВ через подстанции, запитанные с расположенных на территории предприятия четырех РУ-110/6кВ именуемых ГПП-1, ГПП-2, ГПП-3, ГПП-4 и находящимися в собственности предприятия.

В работе рассматривается производство бутадиен-стирольных каучуков (Е-1, Е-2-12). Данное производство введено в эксплуатацию в 1961 году, питается напряжением 6/0,4 кВ с подстанций № 5, 7, 13 и 26.

Подстанция №5 питается напряжением 6 кВ с вводов ГПП-1, ГПП-3 и вводом СК-22 с ТоТЭЦ. Подстанция №7 питается напряжением 6 кВ с вводов ГПП-1. Подстанция №26 питается напряжением 6 кВ с вводов ГПП-1. Подстанция №13 питается напряжением 6 кВ с подстанции №5.

Производство бутадиен-стирольных каучуков ранее состояло из четырех линий выделения, но в соответствии с техническим перевооружением линии выделения и сушки каучука третья и четвертая линии были демонтированы и объединены в одну менее энергоемкую и производительную линию выделения и сушки каучука №3. В связи с чем необходимо произвести перерасчет нагрузок по данному производству.

Производство бутадиен-стирольного каучука представлено на рисунке 1 в виде структурной схемы.



Рисунок 1 – Структурная схема производства синтетического бутадиен-стирольного каучука

В связи с физическим и моральным износом электрооборудования и проводников электроэнергии возникает риск увеличения числа аварий. Необходима замена на подстанциях существующих трансформаторов, как отслуживших нормативный срок эксплуатации (25 лет). При реконструкции производится замена устаревших и сложных в обслуживании масляных выключателей на современные и малообслуживаемые вакуумные, что приведет к увеличению надежности подстанции и снижению расходов на её обслуживание. Так же реконструкции подлежат цеховые распределительные устройства.

1.1 Анализ электрооборудования и характеристика потребителей

Производство в отношении обеспечения надежности электроснабжения относится к первой категории и требует обеспечения электрической энергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания.

Производство питается напряжением 6/0,4 кВ с подстанций № 5, 7, 13 и 26. Подстанция №5 питается напряжением 6 кВ с вводов ГПП-1, ГПП-3 и вводом СК-22 с ТоТЭЦ. Подстанция № 7 питается напряжением 6 кВ с вводов ГПП-1. Подстанция № 26 питается напряжением 6 кВ с вводов ГПП-1. Подстанция № 13 питается напряжением 6 кВ с подстанции № 5.

В приложение А представлены однолинейные схемы подстанций № 5, 7 и 26. В таблице 1 представлен перечень электрооборудования подстанций № 5, 7 и 26.

Таблица 1 - Перечень электрооборудования подстанций № 5, 7 и 26

№ п/п	Наименование электрооборудования	Тип, марка.	Год выпуска	Количество, шт.	Примечание
Подстанция №5					
1	Распределительное устройство	КРУ-26Э	1960	56 яч.	
2	Трансформатор	ТМ-1000/6/0,4	1959	2	
3	Здание		1960	1	
Подстанция №7					
4	Распределительное устройство 6кВ	КСО	1960	24яч.	
5	Распределительное устройство 0,4 кВ	КРУ	1960	60 яч.	
6	Щит управления	ППН-550-66	1960	1	
7	Выпрямительный агрегат	БПРУ-66	1960	2	
8	Трансформатор	ТМЗ-1000/6/0,4	1959	6	
9	Трансформатор	ТС-100/6/0,4	1965	2	
10	Здание		1960	1	
Подстанция №26					
11	Распределительное устройство	КРУ-26Э	1980	23 яч.	
12	Трансформатор	ТМ-1000/6/0,4	1979	4	
13	Здание		1979	1	

Из таблицы 1 видно, что электрооборудование подстанций имеет физический и моральный износ, что в любой момент может привести к снижению надежности электроснабжения потребителей.

Основными потребителями являются электроприводы различных машин и механизмов, электрическое освещение, электрические нагревательные устройства и т.п.

Реконструкции подлежит подстанция № 7, на которой имеется два уровня напряжения 6 кВ и 0,4 кВ, состоящая из: вводного устройства ВН, распределительного устройства КСО и КРУ, шести трансформаторов ТМЗ-1000/10/0,4 (Т-1-7, Т-2-7, Т-3-7, Т-4-7, Т-5-7 и Т-6-7) и двух трансформаторов собственных нужд типа ТС-100/6/0,4 (ТСН-1 и ТСН-2). Трансформаторы Т-1-7

и Т-2-7, Т-3-7 и Т-4-7, Т-5-7 и Т-6-7 секционированы, через рубильник, это еще один недостаток данной подстанции, так как быстрого переключения на другой ввод для потребителей I категории реализовать не возможно.

Основными недостатками ранее установленных трансформаторов типа ТМЗ является:

- относительная сложность конструкции, необходимость поддержания в корпусе избыточного давления и соответственно более высокая цена;
- периодический контроль влагосодержания трансформаторного масла;
- не допускается эксплуатация трансформаторов в средах, содержащих едкие пары и газы в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, а также в среде, насыщенной токопроводящей пылью;
- трансформаторы не рассчитаны для работы при вибрации и тряске, при частых включениях со стороны питания до 10 раз в сутки.

Поэтому предлагается заменить:

- распределительное устройство с внедрением БАВР;
- существующие силовые трансформаторы с масляным охлаждением заменить на трансформаторы с естественным воздушным охлаждением, что позволит избавиться от масляного хозяйства на подстанции.

Далее произведем расчет нагрузок производства синтетического бутадиен-стирольного каучука.

2 Расчет электрических нагрузок производства

Расчет электрических нагрузок является обязательной задачей при решении задач проектирования и управления электрическими объектами. Особенно актуальны вопросы оценки электрических нагрузок для систем электроснабжения, так как они доводят электрическую энергию непосредственно до электроприемников.

Электрическая нагрузка – это мощность, потребляемая электрической установкой в определенный момент времени

Методы расчета электрических нагрузок делятся на: аналитические (метод упорядоченных диаграмм, статистический метод, метод эффективной нагрузки) и эмпирические (метод коэффициента спроса, метод удельных нагрузок, метод удельной плотности).

В данной работе использован метод упорядоченных диаграмм, выполняемый в соответствии с [7].

Расчетная нагрузка группы n электроприемников методом упорядоченных диаграмм определяется следующим образом:

1) все электроприемники, подсоединенные к питающей линии разбивают на характерные группы с одинаковым технологическим назначением и коэффициентами использования;

2) отыскиваются по справочнику значения коэффициентов использования $k_{\text{и}i}$ и $t g \varphi_i$ для электроприемников в группе;

3) вычисляются средняя активная $P_{\text{см}i}$ и реактивная $Q_{\text{см}i}$ мощности за наиболее загруженную смену:

$$P_{\text{см}i} = k_{\text{и}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad Q_{\text{см}i} = P_{\text{см}i} \cdot t g \varphi_i \quad (1)$$

4) определяется групповой коэффициент использования $K_{\text{И}}$:

$$K_{\text{И}} = \frac{P_{\text{см}i}}{P_{\text{ном}i}}; \quad (2)$$

5) вычисляется эффективное число электроприемников $n_{\text{эф}}$. Упрощенные варианты определения $n_{\text{эф}}$ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Упрощенные варианты определения $n_{эф}$

n	$K_{эф}$	m	$P_{ном}$	Формула для $n_{эф}$
< 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Переменная	$n_{эф} = \frac{(\sum_1^n P_{ном})^2}{\sum_1^n P_{ном}^2}$
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3	Постоянная	$n_{эф} = n$
≥ 5	$\geq 0,2$	< 3	Переменная	$n_{эф} = n$
≥ 5	< 0,2	< 3		$n_{эф}$ не определяется, а $P_M = K_з \cdot P_{ном\Sigma}$, где $K_з$ - коэффициент загрузки, $K_з(ПКР) = 0,75$; $K_з(ДР) = 0,9$; $K_з(АР) = 1$.
≥ 5	$\geq 0,2$	≥ 3		$n_{эф} = \frac{2 \sum_1^n P_{ном}}{P_{н.н.б}}$
≥ 5	< 0,2	≥ 3		Применяются относительные единицы $n_{эф} = n_{эф} \cdot n$; $n_{эф} = F(n, P)$; $n = \frac{n_1}{n}$; $P = \frac{P_{n1}}{P_{н.н}}$
> 300	$\geq 0,2$	≥ 3		-

б) в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется согласно п. 2.11 [7] коэффициент расчетной нагрузки K_p ;

7) определяется расчетная активная P_p и реактивная Q_p нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{смi} ; \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \text{при } n_{эф} \leq 10Q_p = 1,1 \quad Q_{смi}; \\ \text{при } n_{эф} > 10Q_p = 1 \quad Q_{смi}. \end{aligned} \quad (4)$$

Если электроприемники в группе сильно отличаются по мощности, то при случайном характере включения и отключения их взаимное компенсирующее влияние на пики и провалы группового графика будет меньше, чем при одинаковой номинальной мощности электроприемников. Поэтому под $n_{эф}$ понимается такое эквивалентное число одинаковых по номинальной мощности и режиму работы электроприемников, которое обуславливает то же расчетное значение коэффициента расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности электроприемников.

В таблице 3 представлены коэффициенты использования.

Таблица 3 – Коэффициенты использования электрических нагрузок

№ п/п	Электроприемники	$K_{и}$
1	Вентиляторы, насосы, компрессоры	0,4-0,8
2	Краны мостовые, кран-балки, тельферы, лифты	0,1-0,35
3	Печи сопротивления с периодической загрузкой	0,6
4	Мелкие нагревательные приборы	0,6
5	Индукционные печи Н.Ч.	0,7
6	Двигатель, генератор, печь В.Ч.	0,7
7	Сварочный трансформатор дуговой сварки	0,3

В электрических сетях напряжением до 1 кВ определение расчетных нагрузок выполняют от низших к высшим ступеням системы электроснабжения по отдельным расчетным узлам.

В приложение Б приведены однолинейные схемы 6 кВ подстанций № 5, 7 и 26, с которых и запитано производство синтетических бутадиен-стирольных каучуков (далее по тексту, производство) напряжением 6/0,4 кВ. К рассмотрению принята подстанция №7.

В приложении В представлен перечень потребителей производства, запитанных с подстанции №7.

В 2015 году на данном производстве были демонтированы две линии выпуска каучука из пяти, в связи с установкой на место демонтированных линий одной более производительной. Установка данной линии запланирована на 2016 год, проектные мощности нового оборудования известны и занесены в общий перечень потребителей, представленных в приложении В.

Раскроем принцип расчета нагрузок на примере подстанции №7. На рисунке 2 представлена однолинейная схема подстанции. С данной подстанции запитано шесть цеховых трансформаторов ТМ-1000/10, асинхронный двигатель мощностью 250 кВт и два трансформатора собственных нужд подстанции.

Произведем расчет нагрузки двух цеховых трансформаторов Т-1-7 и Т-2-7. На рисунке 3 представлена однолинейная схема 0,4 кВ потребителей трансформаторов Т-1-7 и Т-2-7.

Таблица 4 – Расчет нагрузки трансформатора Т-1-7 подстанции №7

Исходные данные							Расчетные величины			пэ	Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А, $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
Цеховые данные				Справ. данные								КиРн	КиРнтgφ	m	
Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт.	Номинальная мощность, кВт		Ки	cosφ	tgφ									
		одного ЭП	общая Рн=прн												
Газодувка	2	75	150	0,5	0,88	0,672	75	50,4							
Насос	1	132	132	0,5	0,89	0,75	66	49,5							
Воздуходувка	4	22	88	0,5	0,8	0,75	44	33							
Воздуходувка	1	30	30	0,5	0,8	0,75	15	11,25							
Насос	1	4,5	4,5	0,5	0,8	0,75	2,25	1,6875							
Насос	1	100	100	0,5	0,88	0,75	50	37,5							
Насос	1	18,5	18,5	0,5	0,8	0,75	9,25	6,9375							
Насос	4	15	60	0,5	0,8	0,75	30	22,5							
Насос	1	7,5	7,5	0,5	0,8	0,75	3,75	2,8125							
Мешалка	2	15	30	0,2	0,76	0,855	6	5,13							
Мешалка	1	10	10	0,2	0,76	0,855	2	1,71							
Маслонасос	1	30	30	0,5	0,8	0,75	15	11,25							
Дымосос	1	55	55	0,5	0,8	0,75	27,5	20,625							
Вентилятор	1	45	45	0,5	0,8	0,75	22,5	16,875							
ИТОГО без освещ	23	132/0,75	785,5	0,48	-	0,74	380,75	280,5525	m>3	23	1	380,75	280,5525	472,95	45,6
Освещ. внут.					0,85	0,63						20	12,6		
Освещ. наруж.					0,89	0,51						10	5,1		
ИТОГО с освещ.												410,75	298,3	508	48,9

Таблица 5 – Расчет нагрузки трансформатора Т-2-7 подстанции №7

Исходные данные							Расчетные величины			пэ	Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А, $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
Цеховые данные				Справ. данные								КиРн	КиРнтgφ	m	
Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт.	Номинальная мощность, кВт		Ки	cosφ	tgφ									
		одного ЭП	общая $P_n = n P_n$												
Насос	1	75	75	0,5	0,88	0,672	37,5	25,2							
Насос	1	10	10	0,5	0,89	0,75	5	3,75							
Воздуходувка	3	22	66	0,5	0,8	0,75	33	24,75							
Насос	1	20	20	0,5	0,8	0,75	10	7,5							
Насос	2	50	100	0,5	0,8	0,75	50	37,5							
Насос	1	132	132	0,5	0,88	0,75	66	49,5							
Грабли	1	3	3	0,5	0,8	0,75	1,5	1,125							
Насос	1	15	15	0,5	0,8	0,75	7,5	5,625							
Транспортер	2	0,55	1,1	0,5	0,8	0,75	0,55	0,4125							
Маслонасос	1	30	30	0,5	0,8	0,75	15	11,25							
Дымосос	1	30	30	0,5	0,8	0,75	15	11,25							
Шнек	1	0,75	0,75	0,5	0,8	0,75	0,375	0,28125							
Вентилятор	8	15	120	0,5	0,8	0,75	60	45							
Е-9	1	120	120	0,5	0,78	0,8	60	48							
ИТОГО без освещ.	25	132/0,75	722,85	0,5	-	0,75	361,425	271,14	m>3	25	1	361,425	271,144	451,83	43,53
Освещ. внут.					0,85	0,63						18	11,34		
Освещ. наруж.					0,89	0,51						12	6,12		
ИТОГО с освещ.												391,425	288,604	486,32	46,9

Произведем группировку потребителей, присоединенных к трансформаторам Т-1-7 и Т-2-7 на характерные группы с одинаковым технологическим назначением и коэффициентами использования и произведем дальнейший расчет в таблицах 4 и 5, используя метод упорядоченных диаграмм.

Аналогичным образом рассчитывается нагрузка остальных потребителей. Обобщенные данные представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Значения нагрузок подстанции №7 на стороне 6 кВ

№ п/п	Номер потребителя	Актив. мощность, кВт	Реактив. мощность, квар	Полная мощ., кВА	Расчетный ток, А
1	Т-1-7	410,75	298,3	508	48,9
2	Т-3-7	480	360	600	57,74
3	Т-5-7	469,1	351,83	586,4	56,43
4	ВД-24	250	187,5	312,5	30,1
5	ТСН-1	120	90	150	14,44
	ИТОГО В-1-7	1729,85	1287,63	2156,472128	207,7526135
	Т-2-7	391,425	288,604	486,32	46,9
	Т-4-7	470	352,5	587,5	56,53
	Т-6-7	488,3	341,81	596,05	57,4
	ТСН-2	120	90	150	14,44
	ИТОГО В-2-7	1469,725	1072,914	1819,680199	175,3063776

В соответствие с приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 22 февраля 2007 г. № 49 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)» для напряжения 6-20 кВ установлено предельное значение коэффициента реактивной мощности равно $tg\varphi = 0,4$. Так как в соответствие с расчетами, приведенными в таблицах 4, 5 и 6, ни один потребитель не соответствует нормам, то необходимо установить компенсирующие устройства.

Далее произведем выбор числа и мощности трансформаторов для электроснабжения производства с учетом компенсации реактивной мощности.

3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

Производство в отношении обеспечения надежности электроснабжения относятся к первой категории и требуют обеспечения электрической энергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания.

К установке на реконструируемой подстанции №7 предлагаются сухие трансформаторы типа ТСЗ. Основные достоинства сухих силовых трансформаторов с литой изоляцией и защитным кожухом является пожаробезопасность и безопасность для окружающей среды; стойкость к кратковременным нагрузкам; отсутствие необходимости в обслуживании; бесшумная работа, компактные размеры; длительный срок службы.

Предварительный выбор трансформаторов осуществляем по суммарной расчетной активной и реактивной мощности производства:

$$P_{\Sigma} = P_{B-1-7} + P_{B-2-7} = 1729,85 + 1469,725 = 3199,575 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{B-1-7} + Q_{B-2-7} = 1287,63 + 1072,914 = 2360,544 \text{ квар}$$

На данный момент на подстанции установлено шесть трансформаторов типа ТМЗ-1000/10. Так как все шесть трансформаторов питаются с двух вводов, целесообразнее уменьшить количество трансформаторов, за счет повышения их мощности. Произведем два варианта расчета с аналогичной мощностью трансформаторов и с увеличенной мощностью.

Для первоначального расчета возьмем мощность трансформатора 1000 кВА:

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \times S_{ном.Т}} = \frac{3199,575}{0,7 \times 1000} \approx 5 \text{ шт.}$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, о.е.; $K_3 = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов типа ТСЗ-1000/6; N_T - количество трансформаторов.

Так как предполагается парная работа трансформаторов, а с пятью трансформаторами это реализовать невозможно, поэтому принимается к

установке шесть трансформаторов типа ТСЗ-1000/6. Каталожные данные трансформатора типа ТСЗ-1000/6 представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Каталожные данные трансформаторов типа ТСЗ-1000/6

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{кз}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{жк}}$, кВт	$I_{\text{ж}}$, %	Производитель	Стоимость, млн. руб.
		ВН	НН						
ТСЗ-1000/6	1000	6	0,4	6	8,5	1,92	0,6	«ЧЭТ»	1
ТСЗ-1000/6	1000	6	0,4	6	8,5	1,92	0,6	«КПМ»	1,01
ТСЗ-1000/6	1000	6	0,4	6	10	1,98	0,6	«УЗТТ»	1,01

По техническим и экономическим соображениям преимущество у трансформатора производителя «ЧЭТ» г. Чебоксары, так как годовые потери мощности в трансформаторе будут меньше, чем у остальных производителей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{T}} = N_{\text{T}} \times P_{\text{жк}} + K_{\text{З}}^2 \times P_{\text{кз}} = 6 \times 1,92 + 0,7^2 \times 8,5 = 36,51 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{T}} &= N_{\text{T}} \times I_{\text{жк}} + K_{\text{З}}^2 \times U_{\text{кз}} \times \frac{S_{\text{H}}}{100} = \\ &= 6 \times 0,6 \times 0,7^2 \times 6 \times \frac{1000}{100} = 212,4 \text{ квар} \end{aligned}$$

Расчетная нагрузка корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{\text{P}} = P_{\Sigma} + \Delta P_{\text{T}} = 3199,575 + 36,51 = 3236,085 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{P}} = Q_{\Sigma} + \Delta Q_{\text{T}} = 2360,544 + 212,4 = 2572,944 \text{ квар}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\text{min}} = 70\% \times Q_{\text{P}} = 1801,061 \text{ квар}$$

1. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{з1}} = Q_{\text{P}} - 0,7 \times Q_{\text{сд}} = 2572,944 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{з1}} = \alpha \times P_{\text{P}} = 0,28 \times 3236,085 = 906,104 \text{ квар}$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений мощности: $Q_{\text{з1}} = 906,104 \text{ квар}$.

2. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\Sigma 2} = Q_{min} + Q_K = 1801,061 \text{квар}, \text{ где } Q_K = 0;$$

$$Q''_{\Sigma 2} = Q_{min} - Q_{KD} = Q_{min} - Q_p - Q_{\Sigma 1} = \\ = 1801,061 - 2572,944 - 906,104 = 134,221 \text{квар}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\Sigma 2} = 1801,061 \text{квар}$

3. Суммарная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ.max} = 1,1 \times Q_p - Q_{\Sigma 1} = 1,1 \times 2572,944 - 906,104 = 1924,1344 \text{квар}$$

$$Q_{КУ.min} = Q_{min} - Q_{\Sigma 2} = 1801,061 - 1801,061 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Произведем выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\Sigma H} = Q_{\Sigma 1} - Q_p - Q_{p\Sigma} = 906,104 - 2572,944 - 2360,544 = 693,704 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ:

$$Q_T = \sqrt{N_T \times K_3 \times S_{H.T.}^2 - P_{\Sigma}^2} = \\ = \sqrt{(6 \times 078 \times 1000)^2 - 3199,575^2} = 2720,8 \text{квар}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ:

$$Q_{КУ.H.} = Q_{\Sigma} - Q_T = 2360,544 - 2720,8 = -360,26 \text{квар}$$

Так как при установке на низкой стороне КУ будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, следовательно, их установка нецелесообразна.

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{КУ.В.} = Q_{КУ.max} - Q_{КУ.H.} = 1918,5 - 693,704 = 1224,8 \text{квар}$$

Так как $Q_{КУ.В.} > 800$ квар, то установка КУ на стороне 6/10кВ целесообразна.

Полагая, что реактивная мощность равномерно распределяется между трансформаторами, принимаем к установке: две высоковольтные регулируемые

конденсаторные установки КРМ 6,3-600-200 с тремя ступенями регулирования по 200 квар каждая. Мощность одной установки 600 квар.

Приведенные затраты на БК 6/10 кВ:

$$\begin{aligned} Z_{\text{КУВ}} &= E \times K_y \times \frac{U^2}{U_{\text{БК}}} \times Q + C_0 \times P_{\text{БК}} \times Q + E_p \times K_p \times N_{\text{КУ}} = \\ &= 0,223 \times 800000 \times \frac{1,05^2}{0,95} \times 1,2 + 4,8 \times 1,08 \times 1,2 + 0,27 \times \\ &\quad \times 400000 \times 2 = 477527,8 \text{ руб.}, \end{aligned}$$

где $K_y=0,4$ млн.руб.; E – суммарный коэффициент отчисления от капиталовложения в КУ, $E= 0,223$; $C_0= 4800$ руб./кВт год; $K_p=0,4$ млн.руб, $K_y=0,8$ млн.руб.; $E_p=0,27$; $P_{\text{БК}}=1,08$ кВт/Мвар; $Q = 1,2$ квар.

Затраты на установку КТП с трансформаторами ТСЗ-1000/6:

$$Z_{\text{КТП}} = E \times K_{\text{ТП}} + C \times \Delta P_T \times N_T$$

где $K_{\text{ТП}}=1$ млн.руб. – из таблицы 7; E – суммарный коэффициент отчисления от капиталовложения в КТП, $E= 0,223$; C – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь, $C = 211,3$ руб./кВт год; C_0 – удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора, $C_0= 641,4$ руб./кВт год; T_p – время работы трансформатора в году, $T_p = 8760$ ч; T_m – время использования максимальной нагрузки предприятием в год, $T_m = 4500$ ч;

$$\begin{aligned} C \times \Delta P_T &= C_0 \times \Delta P_{\text{жк}} + C \times K_3^2 \times \Delta P_{\text{кз}} = \\ &= 641,4 \times 1,92 \times 6 + 211,3 \times 0,7^2 \times 8,5 \times 6 = 12669,32 \text{ руб.} \\ Z_{\text{КТП}} &= 0,223 \times 1000000 \times 6 + 12669,315 = 1350669,32 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Рассмотрим вариант с трансформаторами на одну ступень выше ТСЗ-1600/6:

$$N_T = \frac{P_{\text{р}\Sigma}}{K_3 \times S_{\text{ном.Т}}} = \frac{3199,575}{0,7 \times 1600} \approx 3 \text{ шт.}$$

Так как предполагается парная работа трансформаторов, а с тремя трансформаторами это реализовать невозможно, поэтому принимаются к

установке четыре трансформатора типа ТСЗ-1600/6. Каталожные данные трансформаторов типа ТСЗ-1600/6 представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Каталожные данные трансформаторов типа ТСЗ-1600/6

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$, кВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{кз}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{жж}}$, кВт	$I_{\text{ж}}$, %	Производитель	Стоимость, млн. руб.
		ВН	НН						
ТСЗ-1600/6	1600	6	0,4	6	11,5	3,1	1,5	«ЧЭТ»	1,31
ТСЗ-1600/6	1600	6	0,4	6	13,7	3,1	1,5	«КПМ»	1,312
ТСЗ-1600/6	1600	6	0,4	6	12,9	3,2	1,5	«УЗТТ»	1,313

По техническим и экономическим соображениям преимущество у трансформатора производителя «ЧЭТ» г. Чебоксары, так как годовые потери мощности в трансформаторе будут меньше, чем у остальных производителей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{T}} = N_{\text{T}} \times P_{\text{жж}} + K_{\text{з}}^2 \times P_{\text{кз}} = 4 \times 3,1 + 0,7^2 \times 11,5 = 34,94 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{T}} &= N_{\text{T}} \times I_{\text{жж}} + K_{\text{з}}^2 \times U_{\text{кз}} \times \frac{S_{\text{н}}}{100} = \\ &= 4 \times 1,5 \times 0,7^2 \times 6 \times \frac{1600}{100} = 284,16 \text{ квар} \end{aligned}$$

Расчетная нагрузка корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{\text{р}} = P_{\Sigma} + \Delta P_{\text{T}} = 3199,575 + 34,94 = 3234,52 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = Q_{\Sigma} + \Delta Q_{\text{T}} = 2360,544 + 284,16 = 2644,7 \text{ квар}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\text{min}} = 70\% \times Q_{\text{р}} = 1851,3 \text{ квар}$$

1. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{з1}} = Q_{\text{р}} - 0,7 \times Q_{\text{сд}} = 2644,7 \text{ квар}$$

$$Q''_{\text{з1}} = \alpha \times P_{\text{р}} = 0,28 \times 3234,52 = 905,7 \text{ квар}$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений мощности: $Q_{\text{з1}} = 905,7 \text{ квар}$

2. Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_K = 1851,3 \text{ квар, где } Q_K = 0;$$

$$\begin{aligned} Q''_{\varepsilon 2} &= Q_{min} - Q_{KD} = Q_{min} - Q_p - Q_{\varepsilon 1} = \\ &= 1851,3 - 2644,704 - 905,7 = 112,3 \text{ квар} \end{aligned}$$

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем значение мощности: $Q_{\varepsilon 2} = 1851,3$ квар

3. Суммарная мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ.max} = 1,1 \times Q_p - Q_{\varepsilon 1} = 1,1 \times 2644,7 - 905,7 = 2003,5 \text{ квар}$$

$$Q_{КУ.min} = Q_{min} - Q_{\varepsilon 2} = 1851,3 - 1851,3 = 0 \text{ квар}$$

Следовательно, все КУ должны быть регулируемые.

Произведем выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\varepsilon H} = Q_{\varepsilon 1} - Q_p - Q_{p\Sigma} = 905,7 - 2644,7 - 2360,544 = 621,54 \text{ квар}$$

Реактивная мощность, которая может быть передана из сети 6/10 кВ в сеть напряжением до 1кВ:

$$\begin{aligned} Q_T &= \sqrt{N_T \times K_\varepsilon \times S_{H.T.}^2 - P_\Sigma^2} = \\ &= \sqrt{(4 \times 0,7 \times 1600)^2 - 3199,575^2} = 3135,8 \text{ квар} \end{aligned}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ:

$$Q_{КУ.H.} = Q_\Sigma - Q_T = 2360,544 - 3135,8 = -775,3 \text{ квар}$$

Так как при установке на низкой стороне КУ будет наблюдаться дефицит реактивной мощности, следовательно, их установка нецелесообразна.

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6/10 кВ:

$$Q_{КУ.B.} = Q_{КУ.max} - Q_{КУ.H.} = 2003,5 - 621,54 = 1382 \text{ квар}$$

Так как $Q_{КУ.B.} > 800$ квар, то установка КУ на стороне 6/10кВ целесообразна.

Полагая, что реактивная мощность равномерно распределяется между трансформаторами, принимаем к установке: две высоковольтные регулируемые

конденсаторные установки КРМ 6,3-600-200 с тремя ступенями регулирования по 200 квар каждая. Мощность одной установки 600 квар.

Приведенные затраты на БК 6/10 кВ:

$$\begin{aligned} Z_{\text{КУВ}} &= E \times K_y \times \frac{U^2}{U_{\text{БК}}} \times Q + C_0 \times P_{\text{БК}} \times Q + E_p \times K_p \times N_{\text{КУ}} = \\ &= 0,223 \times 800000 \times \frac{1,05^2}{0,95} \times 1,2 + 4,8 \times 1,08 \times 1,2 + 0,27 \times \\ &\quad \times 400000 \times 2 = 477527,8 \text{ руб.}, \end{aligned}$$

где $K_y=0,4$ млн.руб.; E – суммарный коэффициент отчисления от капиталовложения в КУ, $E= 0,223$; $C_0= 4800$ руб./кВт год; $K_p=0,4$ млн.руб, $K_y=0,8$ млн.руб.; $E_p=0,27$; $P_{\text{БК}}=1,08$ кВт/Мвар; $Q = 1,2$ квар.

Затраты на установку КТП с трансформаторами ТСЗ-1000/6:

$$Z_{\text{КТП}} = E \times K_{\text{ТП}} + C \times \Delta P_T \times N_T$$

где $K_{\text{ТП}}=1,31$ млн.руб. – из таблицы 7; E – суммарный коэффициент отчисления от капиталовложения в КТП, $E= 0,223$; C – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь, $C = 211,3$ руб./кВт год; C_0 – удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора, $C_0= 641,4$ руб./кВт год; T_p – время работы трансформатора в году, $T_p = 8760$ ч; T_m – время использования максимальной нагрузки предприятием в год, $T_m = 4500$ ч;

$$\begin{aligned} C \times \Delta P_T &= C_0 \times \Delta P_{\text{жк}} + C \times K_3^2 \times \Delta P_{\text{кз}} = \\ &= 641,4 \times 3,1 \times 4 + 211,3 \times 0,7^2 \times 11,5 \times 4 = 12716,1 \text{ руб.} \\ Z_{\text{КТП}} &= 0,223 \times 1310000 \times 4 + 12716,062 = 1181236,1 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты во втором варианте расчетов меньше, чем в первом, следовательно выбираем четыре трансформатора марки ТСЗ-1600/6 кВА.

Далее произведем перераспределение нагрузок по трансформаторам.

4 Перераспределение нагрузок по трансформаторам

Расчет производится аналогично пункту 2, электроприемники объединяются в четыре группы, в соответствие с количеством трансформаторов.

В приложении Г представлено перераспределение нагрузок по трансформаторам подстанции №7.

Произведем группировку потребителей присоединенных к трансформатору Т-1-7 на характерные группы с одинаковым технологическим назначением и коэффициентами использования и произведем дальнейший расчет в таблице 9, используя метод упорядоченных диаграмм.

Аналогичным образом рассчитывается нагрузка остальных потребителей. Обобщенные данные представлены в таблице 10.

Таблица 9 – Расчет нагрузки трансформатора Т-1-7 подстанции №7 с учетом добавленной нагрузки

Исходные данные				Расчетные величины						пэ	Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А $I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$
Цеховые данные			Справ. данные			КиРн	КиРнтgφ	m	активная, кВт $P_p = K_p \sum K_i P_n$			реактивная, квар, $Q_p = 1,1 \sum K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $n \leq 10$ $Q_p = \sum K_i P_n \text{tg} \varphi$ при $n > 10$	полная, кВА, $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$		
Наименование ЭП	Кол. ЭП, шт.	Номинальная мощность, кВт одного ЭП общая $P_n = n P_n$	Ки	cosφ	tgφ										
Газодувка	2	75 150	0,5	0,88	0,672	75	50,4								
Насос	1	132 132	0,5	0,8	0,75	66	49,5								
Насос	2	160 320	0,5	0,8	0,75	160	120								
Воздуходувка	4	22 88	0,5	0,8	0,75	44	33								
Воздуходувка	1	30 30	0,5	0,8	0,75	15	11,25								
Насос	1	4,5 4,5	0,5	0,8	0,75	2,25	1,6875								
Насос	1	25 25	0,5	0,8	0,75	12,5	9,375								
Насос	1	100 100	0,5	0,88	0,75	50	37,5								
Вентсистема	3	18,5 55,5	0,5	0,8	0,75	27,75	20,8125								
Насос	6	15 90	0,5	0,8	0,75	45	33,75								
Насос	2	7,5 15	0,5	0,8	0,75	7,5	5,625								
Мешалка	2	15 30	0,2	0,76	0,855	6	5,13								
Мешалка	1	10 10	0,2	0,76	0,855	2	1,71								
Маслонасос	1	30 30	0,5	0,8	0,75	15	11,25								
Дымосос	1	55 55	0,5	0,8	0,75	27,5	20,625								
Вентилятор	1	45 45	0,5	0,8	0,75	22,5	16,875								
Транспортер	2	4 8	0,3	0,8	0,75	2,4	1,8								
Шнек	6	3 18	0,3	0,8	0,75	5,4	4,05								
ИТОГО без освещ.	38	160/3 1206	0,48	-	0,74	585,8	434,34	m>3	38	1	585,8	434,34	729,255	70,3	
Освещ внутреннее				0,85	0,63						20	12,6			
Освещение наруж.				0,89	0,51						10	5,1			
Итого с освещ.											615,8	452,04	763,9043	73,6	

Таблица 10 – Значения нагрузок подстанции №7 на стороне 6 кВ с учетом перераспределения нагрузок

№ п/п	Номер потребителя	Актив. мощность, кВт	Реактив. мощность, квар	Полная мощ., кВА	Расчетный ток, А
1	Т-1-7	615,8	452,04	763,9	73,6
2	Т-3-7	715	536,25	893,75	86,1
4	ВД-24	250	187,5	312,5	30,1
5	ТСН-1	120	90	150	14,44
	ИТОГО В-1-7	1700,8	1265,79	2120,13	204,25
	Т-2-7	627,725	462,9	779,95	75,14
	Т-4-7	751,05	593,33	957,14	92,21
	ТСН-2	120	90	150	14,44
	ИТОГО В-2-7	1498,775	1146,23	1886,84	181,78

Из таблицы 9 видно, что нагрузка распределена равномерно.

Далее произведем расчет токов короткого замыкания.

5 Расчет токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания (КЗ) в сети или элементах электрооборудования в следствие повреждении изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании тока КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения тока КЗ.

Расчетным видом КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования обычно считают трехфазное КЗ. Однако для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение и несимметричных токов в КЗ.

Расчет токов КЗ в установках напряжением выше 1 кВ имеет ряд особенностей:

- активные сопротивления элементов электроснабжения при определении токов КЗ не учитывают, если выполняются условия $R_{\Sigma} < (X_{\Sigma}/3)$, где R_{Σ} и X_{Σ} - суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;

- при определении тока КЗ учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения: подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей только в ударном токе КЗ.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения и на ее основе схему замещения.

Расчётная схема и схема замещения показаны на рисунке 2.

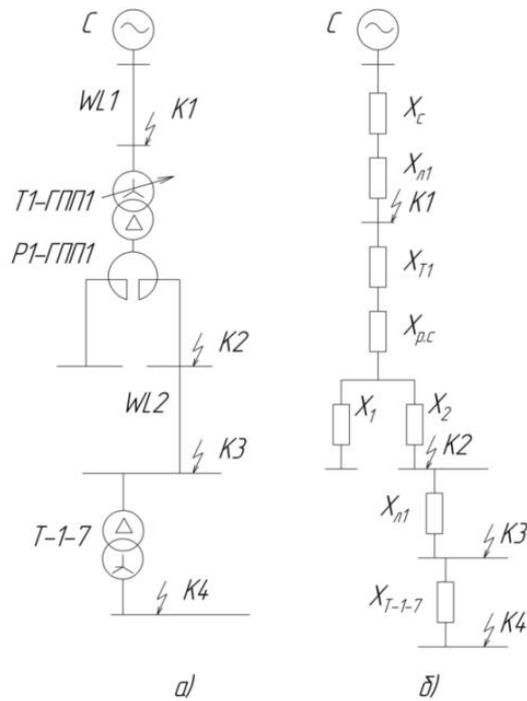


Рисунок 2 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Подстанция ГПП-1 питается от трех вводов: «Каучук-4», «Ставрополь-2» и «ЭТЗ», проводами АСКП-240 (длина 11,7 км), АСКП-240 (длина 2,5 км) и АС-185 (длина 4,2 км) соответственно. Подстанция № 7 питается напряжением 6 кВ с вводов ГПП-1 В-1-7 и В-2-7. Произведем расчет для ввода В-1-7.

Из справочников известно сопротивление для проводов

$$\text{АСКП} - 240 \quad x_{уд.} = 0,39 \text{ Ом/км}$$

Далее производим расчет сопротивлений схемы замещения в относительных единицах. Так сопротивление системы находится по следующей формуле:

$$X_{*6,C} = \frac{S_6}{S_{к}} = \frac{1000}{520} = 1,92$$

Сопротивление линии Л1 составит:

$$X_{*6,Л} = x_{уд} \times l \times \frac{S_6}{U_{ср}^2} \tag{5}$$

$$X_{*6,Л 1} = 0,39 \times 11,7 \times \frac{1000}{115^2} = 0,35$$

Сопrotивление двухобмоточного трансформатора составит:

$$X_{*6,T1} = \frac{U_K \%}{100} \times \frac{S_6}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{10,5}{100} \times \frac{1000}{31,5} = 3,3$$

Сопrotивление сдвоенного реактора:

$$X_{*6,p.c} = -K_{\text{св}} \times X_p \times \frac{S_6}{S_{\text{ном.Т}}} = -0,455 \times 0,14 \times \frac{1000}{6,3^2} = -1,6$$

$$X_{*6,1} = X_{*6,2} = 1 + K_{\text{св}} \times X_p \times \frac{S_6}{S_{\text{ном.Т}}} = (1 + 0,455) \times 0,14 \times \frac{1000}{6,3^2} = 5,1$$

Сопrotивление линии от ГПП-1 до подстанции № 7 составит:

$$X_{*6,Л1} = 0,41 \times 0,5 \times \frac{1000}{6,3^2} = 0,056$$

Сопrotивление двухобмоточного трансформатора Т-1-7 составит:

$$X_{*6,T-1-7} = \frac{U_K \%}{100} \times \frac{S_6}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{6}{100} \times \frac{1000}{1,6} = 37,5$$

Расчет симметричного короткого замыкание для точки К1.
Результирующее сопротивление до точки К1:

$$X_{*рез \ 6 \ К1} = X_{*6,C} + X_{*6,Л1} \quad (6)$$

$$X_{*рез \ 6 \ К1} = 1,92 + 0,35 = 2,27$$

$$\text{Базисный ток: } I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{п.о}^3 = \frac{E''_6}{X_{*рез \ 6}} \times I_6 \quad (7)$$

$$I_{п.о \ К1}^3 = \frac{1}{2,27} \times 5,02 = 2,21 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по следующему выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times I_{п.о} \times k_{уд} \quad (8)$$

Ударный ток короткого замыкания для точки К1:

$$i_{уд \ К1} = \sqrt{2} \times 2,21 \times 1,8 = 5,63 \text{ кА}$$

Расчет симметричного короткого замыкания для точки К2. Так как реактор имеет две расщепленные обмотки одинакового сопротивления, следовательно и токи короткого замыкания протекающие в них будут равны.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{*рез \ б \ К2} = X_{*рез \ б \ К1} + X_{*б,Т1} + X_{*б,р} \quad (9)$$

$$X_{*рез \ б \ К2} = 2,27 + 3,3 + 5,1 = 10,67$$

$$\text{Базисный ток: } I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 91,64 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по выражению (7):

$$I_{п,о \ К2}^3 = \frac{1}{10,67} \times 91,64 = 8,59 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению (8):

$$i_{уд \ К2} = \sqrt{2} \times 8,59 \times 1,8 = 21,86 \text{ кА}$$

Расчет симметричного короткого замыкания для точки К3.
Результирующее сопротивление до точки К3:

$$X_{*рез \ б \ К3} = X_{*рез \ б \ К2} + X_{*б,Л2} = 10,67 + 0,056 = 10,726$$

$$\text{Базисный ток: } I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 91,64 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по выражению (7):

$$I_{п,о \ К3}^3 = \frac{1}{10,726} \times 91,64 = 8,54 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению (8):

$$i_{уд \ К3} = \sqrt{2} \times 8,54 \times 1,8 = 21,75 \text{ кА}$$

Расчет симметричного короткого замыкания для точки К4.
Результирующее сопротивление до точки К4:

$$X_{*рез \ б \ К4} = X_{*рез \ б \ К3} + X_{*б,Т-1-7} = 10,726 + 37,5 = 48,226$$

$$\text{Базисный ток: } I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \times U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 0,4} = 1443,376 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется по выражению (7):

$$I_{п.о.к4}^3 = \frac{1}{48,226} \times 1443,376 = 29,93 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению (8):

$$i_{удк4} = \sqrt{2} \times 29,93 \times 1,8 = 76,2 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыканий для точки К1. Для расчета несимметричных токов короткого замыкания необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. Данные схемы замещения для расчета тока короткого замыкания для точки К1 представлены на рисунке 3.

Сопротивление прямой последовательности составит:

$$X_{1\Sigma} = X_{*б,с} + X_{*б,л1} \quad (10)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{*б,с} + X_{*б,л1} = 2,27$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности: $X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 2,27$.

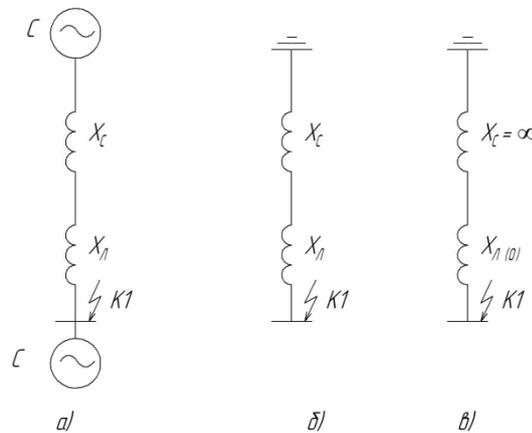


Рисунок 3 – Схема замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательности

Так как нет заземленных нейтралей, сопротивление нулевой последовательности равно $X_{0\Sigma} = \infty$.

Ток прямой последовательности для несимметричных коротких замыканий определяется по следующей формуле:

$$I_K^n = \frac{E''_{*6}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^n} \quad (11)$$

Для определения самого опасного вида несимметричного короткого замыкания воспользуемся коэффициентом тяжести, определяемым по формуле:

$$K_T = \frac{m}{1 + \frac{\Delta X^n}{X_{1\Sigma}}} \quad (12)$$

Так как $X_{0\Sigma} = \infty$ рассчитываться будет только двухфазное короткое замыкание. Расчет коэффициентов тяжести произведем в таблице 11.

Таблица 11 - Расчет коэффициентов тяжести аварии

Вид к. з.	ΔX^n	m^n	K_T
Двухфазное	$X_{2\Sigma_{K-1}} = 2,27$	$\bar{3}$	0,87

Ток прямой последовательности при двухфазном коротком замыкании составляет:

$$I_K^{(2)} = \frac{1}{2,27 + 2,27} = 0,22$$

Начальное значение периодической составляющей при любом виде короткого замыкания определяется:

$$I_{п,о}^{(n)} = m^n \times I_K^n \times I_6 \quad (13)$$

$$I_{п,о}^{(2)} = \bar{3} \times 0,22 \times 5,02 = 1,91 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению (8):

$$i_{уд} = \bar{2} \times 1,91 \times 1,8 = 4,86 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыканий для точки К2 аналогичен расчету до точки К1. Так как нет заземленных нейтралей, сопротивление нулевой последовательности равно $X_{0\Sigma} = \infty$.

Схемы прямой и обратной последовательности для расчета тока короткого замыкания до точки К2 представлены на рисунке 4.

Сопротивление прямой последовательности составит:

$$X_{1\Sigma} = X_{*6,C} + X_{*6,L1} + X_{*6,T1} + X_{*6,p} = 10,67$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности и равно: $X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 10,67$.

Расчет коэффициентов тяжести произведем в таблице 12.

Таблица 12 - Расчет коэффициентов тяжести аварии

Вид к. з.	ΔX^n	m^n	K_T
Двухфазное	$X_{2\Sigma K-2} = 10,67$	$\frac{m^n}{3}$	0,87

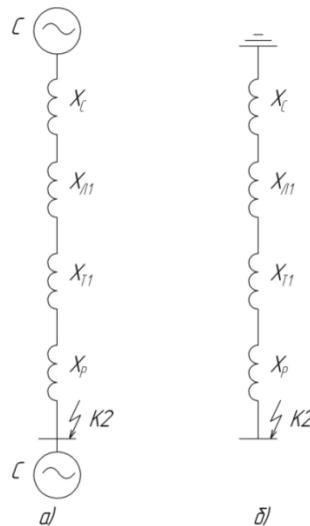


Рисунок 4 - Схема замещения прямой (а) и обратной (б) последовательности

Ток прямой последовательности для при двухфазном коротком замыкание составляет:

$$I_K^{(2)} = \frac{1}{10,67 + 10,67} = 0,04686$$

Начальное значение периодической составляющей при двухфазном коротком замыкании равно:

$$I_{п,0}^{(2)} = \sqrt{3} \times 0,04686 \times 91,64 = 7,44 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению (8):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 7,44 \times 1,8 = 18,94 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыканий для точки КЗ. Так как нет заземленных нейтралей, сопротивление нулевой последовательности равно $X_{0\Sigma} = \infty$.

Схемы прямой и обратной последовательности для расчета тока короткого замыкания до точки КЗ представлены на рисунке 5.

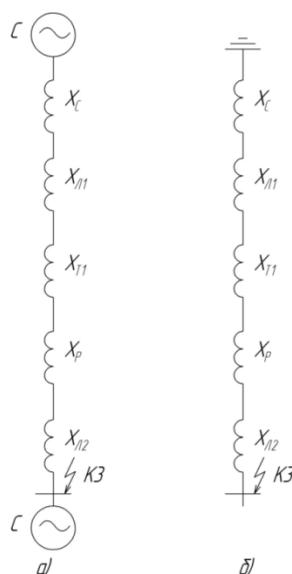


Рисунок 5 - Схема замещения прямой (а) и обратной (б) последовательности

Сопротивление прямой последовательности составит:

$$X_{1\Sigma} = X_{*6,C} + X_{*6,Л1} + X_{*6,Т1} + X_{*6,p} + X_{*6,Л2} = 10,726$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности и равно: $X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 10,726$

Расчет коэффициентов тяжести произведем в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет коэффициентов тяжести

Вид к. з.	$\Delta X^{\text{н}}$	$m^{\text{н}}$	K_T
Двухфазное	$X_{2\Sigma K-3} = 10,726$	$\frac{m^{\text{н}}}{3}$	0,87

Ток прямой последовательности для при двухфазном коротком замыкании составляет:

$$I_K^{(2)} = \frac{1}{10,726 + 10,726} = 0,04662$$

Начальное значение периодической составляющей при двухфазном коротком замыкании на землю равно:

$$I_{п,о}^{(2)} = \sqrt{3} \times 0,04662 \times 91,64 = 7,4 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению (8):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times 7,4 \times 1,8 = 18,84 \text{ кА}$$

Расчет несимметричных коротких замыканий для точки К4.

Схемы прямой и обратной последовательности для расчета тока короткого замыкания до точки К2 представлены на рисунке 6.

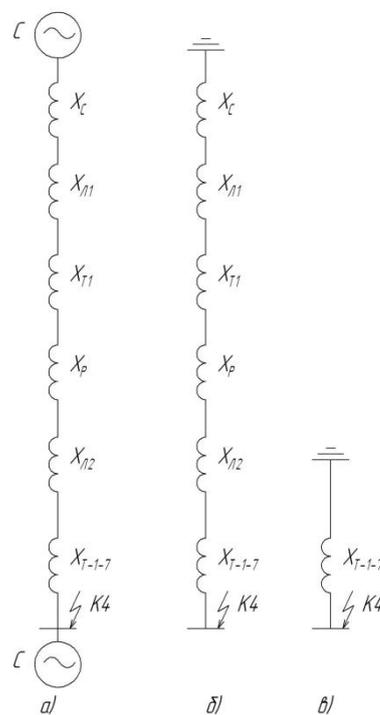


Рисунок 6 - Схема замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательности

Сопротивление прямой последовательности составит:

$$X_{1\Sigma} = X_{*6,с} + X_{*6,Л1} + X_{*6,Т1} + X_{*6,р} + X_{*6,Л2} + X_{*6,Т-1-7} = 48,226$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности и равно:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 48,226$$

Так как имеется заземленная нейтраль, то следовательно, сопротивление нулевой последовательности равно $X_{0\Sigma} = X_{T-1-7} = 37,5$.

Расчет коэффициентов тяжести произведем в таблице 14.

Таблица 14 - Расчет коэффициентов тяжести аварии

Вид к. з.	ΔX^{II}	m^{II}	K_T
Однофазное	$X_{2\Sigma K-4} + X_{0\Sigma K-4} = 85,726$	3	1,08
Двухфазное	$X_{2\Sigma K-4} = 48,226$	$\sqrt{3}$	0,87
Двухфазное на землю	$\frac{X_{2\Sigma K-4} \times X_{0\Sigma K-4}}{X_{2\Sigma K-4} + X_{0\Sigma K-4}} = 21,096$	$\sqrt{3} \times \left(1 - \frac{X_{2\Sigma K-4} \times X_{0\Sigma K-4}}{(X_{2\Sigma K-4} + X_{0\Sigma K-4})^2} \right)^{-1} = 1,504$	1,05

Таким образом, самым опасным видом несимметричного короткого замыкания является однофазное короткое замыкание, следовательно:

$$I_K^{(1)} = \frac{1}{48,226 + 85,726} = 0,0075$$

Начальное значение периодической составляющей при однофазном коротком замыкании равно:

$$I_{\text{п,о}}^{(1)} = 3 \times 0,0075 \times 1443,4 = 32,47 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по выражению (8):

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \times 2,1 \times 1,8 = 82,67 \text{ кА}$$

Сведем рассчитанные токи короткого замыкания в таблицу 15.

Таблица 15 - Сводная таблица токов короткого замыкания

Напряжение, кВ	Точка КЗ	$I_{\text{п,о}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{п,о}}^{(1)}$, кА	$I_{\text{п,о}}^{(2)}$, кА	$I_{\text{п,о}}^{(1,1)}$, кА
110	К1	2,21	-	1,91	-
6	К2	8,59	-	7,44	-
6	К3	8,54	-	7,4	-
0,4	К4	29,93	32,47	26,04	31,43

Таким образом, для выбора электрооборудования принимается самый тяжелый вид короткого замыкания: для точек К1, К2, К3 – трехфазное короткое замыкание, для точки К4 – однофазное короткое замыкание.

6 Выбор электрических аппаратов и проводников

Выбор электрооборудования состоит в выборе его по условиям продолжительных режимов (нормальный, послеаварийный и ремонтный режимы) и проверке по условиям кратковременных режимов (аварийный режим), определяющим из которых является режим короткого замыкания.

Выбор электрических аппаратов и проводников, как и другого электрооборудования, производится на основе сформулированных для них расчетных условий и данных электропромышленности о параметрах и технико-экономических характеристиках выпускаемого и осваиваемого перспективного электрооборудования. Расчетные условия – это фактически требования энергосистем и электроустановок к параметрам электрооборудования конкретной электрической цепи.

Аппараты должны также соответствовать условиям окружающей среды.

6.1 Выбор распределительных устройств на стороне выше 1 кВ

При заданной ширине помещения РУ-6 кВ 3,5 м комплектные устройства двухстороннего обслуживания типа КРУ невозможно установить, так как в соответствие с ПУЭ должны соблюдаться безопасные расстояния от токоведущих частей при эксплуатации и ремонте. Так ширина коридора обслуживания при одностороннем расположении оборудования составляет 1,5-2 м, и минимальное расстояние от стены до ячейки КРУ должно быть не менее 0,9 м. Так как стандартная глубина любой сборной ячейки составляет 1,1-1,2 м, следовательно, выбираем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания (далее КСО).

Наиболее оптимальным производителем камер КСО является ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - ТМ Самара», так как территориально данное предприятие расположено ближе остальных к заводу ООО «Тольяттикаучук». Данный производитель имеет положительные отзывы от

потребителей, и выпускаемая им продукция отличается высоким качеством и надежностью работы.

Выбираются КСО на напряжение 6 кВ серии КСО-СЭЩ с номинальным током 630 и 1000 А. Комплектация следующая:

- выключатель вакуумный с пружинно-моторным приводом ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630 У2, $I_{ном} = 630$ А;

- выключатель вакуумный с пружинно-моторным приводом ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/1000 У2, $I_{ном} = 1000$ А;

- трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-70 производства «РУССКИЙ ТРАНСФОРМАТОР», $I_{1ном.} = 2500$ А, $K_{эд} = 35$, $K_T = 18$, $t_T = 1$ с,

$$Z_{2ном.} = 2,4 \text{ Ом}, \quad S_{2ном.} = 60 \text{ ВА};$$

- трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-70 производства «РУССКИЙ ТРАНСФОРМАТОР», $I_{1ном.} = 400$ А, $K_{эд} = 35$, $K_T = 26$, $t_T = 3$ с,

$$Z_{2ном.} = 2,4 \text{ Ом}, \quad S_{2ном.} = 40 \text{ ВА};$$

- трансформатор напряжения типа НОЛ-СЭЩ-6, $U_{ном} = 6$ кВ, класс точности 0,5; $S_{ном} = 50$ ВА.

Произведем проверку комплектного электрооборудования КСО.

6.1.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей осуществляется по параметрам таблицы 16.

Таблицы 16 – Условия выбора и проверки выключателей

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$
2	Номинальный ток	$I_{ном.дл.} \leq I_{ном.}$
3	Отключающая способность:	
3.1	Симметричный ток отключения	$I_{ц.г} \leq I_{откл.ном.}$
3.2	Отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания	$i_{а.г} \leq i_{а.ном.} = \bar{2} \times \beta_{нор.}/100 \times I_{откл.ном.},$ где $i_{а.г}$ - номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключенном токе для времени $\tau = t_{рз} + t_{с.в.}$; $t_{рз} = 0,01$ с - время действия релейной защиты; $t_{с.в.}$ - собственное время отключения выключателя; $\beta_{нор.}$ - нормативное значение содержания апериодической составляющей

№	Условие выбора и проверки	
		отключенном токе, %, которое определяется по справочникам или каталогу на выключатель
3.3	Если условие $I_{п,г} \leq I_{откл.ном.}$ соблюдается, но при этом $i_{а,г} > i_{а,ном.}$, то проверку по отключающей способности производят по полному току короткого замыкания	$\bar{2} \times I_{п,г} + i_{а,г} \leq \bar{2} \times I_{откл.ном.} \times (1 + \beta_{нор.}/100)$
4	Электродинамическая стойкость	$I_{п,о}^н \leq I_{п р.с.}, i_{уд} \leq i_{п р.с.}$ где $I_{п р.с.}$ - действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику); $i_{п р.с.}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику);
5	Термическая стойкость	$B_k \leq I_T^2 \times t_T,$ если $t_{откл.} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \times t_{откл.}$, где I_T - предельный ток термической устойчивости (по справочнику); t_T - длительность протекания тока термической устойчивости (по справочнику).

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{S_{\Sigma}}{3 \times U_{cp}} \quad (14)$$

$$I_{max BB} = 1,4 \times \frac{2156,5}{3 \times 6,3} = 276,68 \text{ А}$$

Термическая стойкость определяется по следующей формуле:

$$B_k = I_{п,о}^2 \times t_{откл.} + T_a \quad (15)$$

Для выбора и проверки аппаратов и проводников принимается к расчету наибольшее начальное значение периодической составляющей рассчитанной в пункте 5:

$$I_{п,о}^{(3)} = 8,54 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 21,75 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания $t_{откл.} = 0,01 \text{ с}$ составляет:

$$B_k = 8,54^2 \times 0,01 + 0,12 = 0,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания находится по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times I_{п,о}^n \times e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (16)$$

Момент времени $\tau = t_{рз} + t_{с.в} = 0,02 + 0,03 = 0,05$ с

Максимальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times 8,54 \times e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 7,96 \text{ кА}$$

Для вводных и секционной ячейки выбирается выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЦ-П7-10-20/1000 У2. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 17.

Таблица 17 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВВУ-СЭЦ-П7-10-20/1000	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет,ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 276,68 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,о}^{(1,1)} = 8,54 \text{ кА}$	$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \times \beta_{нор.}/100 \times I_{откл,ном} = \sqrt{2} \times 0,5 \times 20 = 14,14 \text{ кА}$
$I_{п,о}^{(1,1)} = 8,54 \text{ кА}$	$I_{п.р.с.} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 21,75 \text{ кА}$	$i_{п.р.с.} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 0,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \times t_{откл} = 20^2 \times 0,1 = 40 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В результате сопоставления расчетных данных с каталожными, выявлено, что данный выключатель соответствует всем параметрам и применяется к установке в вводных и секционных ячейках подстанции № 7.

Далее произведем проверку выключателей трансформаторов Т-1-7, Т-2-7, Т-3-7, Т-4-7, Т-5-7, Т-6-7. Произведем расчет выключателя для Т-1-7.

$$I_{max\text{Т-1-7}} = 1,4 \times \frac{S_{ном, \text{Т-1-7}}}{3 \times U_{ср}} = 1,4 \times \frac{1600}{3 \times 6,3} = 205,3 \text{ А}$$

Для выбора и проверки аппаратов и проводников принимается к расчету наибольшее начальное значение периодической составляющей рассчитанной в пункте 5:

$$I_{п,о}^{(3)} = 8,54 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 21,75 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания $t_{откл.} = 0,01$ с составляет:

$$B_k = 8,54^2 \times 0,01 + 0,12 = 0,09 \text{кА}^2 * \text{с}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания по формуле (16) составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times 8,54 \times e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 7,96 \text{кА}$$

Для защиты отходящих линий выбирается выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630 У2. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 18.

Таблица 18 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Выключатель ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 6 \text{кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 6 \text{кВ}$
$I_{\text{max}} = 205,3 \text{А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{А}$
$I_{\text{п.о}}^{(1,1)} = 8,54 \text{кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{кА}$
$i_{a,\tau} = 7,96 \text{кА}$	$i_{a,\text{ном.}} = \sqrt{2} \times \beta_{\text{нор.}} / 100 \times I_{\text{откл.ном.}} = \sqrt{2} \times 0,5 \times 20 = 14,14 \text{кА}$
$I_{\text{п.о}}^{(1,1)} = 8,54 \text{кА}$	$I_{\text{п.р.с.}} = 20 \text{кА}$
$i_{y,\tau} = 21,75 \text{кА}$	$i_{\text{п.р.с.}} = 50 \text{кА}$
$B_k = 0,09 \text{кА}^2 * \text{с}$	$t_{\text{откл}} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \times t_{\text{откл.}} = 20^2 \times 0,1 = 40 \text{кА}^2 * \text{с}$

В результате сопоставления расчетных данных с каталожными, выявлено, что данный выключатель соответствует всем параметрам и применяется к установке в ячейку ввода Т-1-7.

Аналогичным образом проверяются остальные ячейки с вводами Т-2-7, Т-3-7, Т-4-7, Т-5-7, ВД-24, ТСН-1 и ТСН-2.

В результате произведенных расчетов к установке в камеры КСО принимаются 14 шт. вакуумных выключателей типа ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630.

6.1.2 Выбор трансформаторов тока

Условия выбора трансформаторов тока представлены в таблице 19.

Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора тока равен номинальному току с 40% перегрузкой:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \times \frac{S_{\text{ном.}\Sigma}}{3 \times U_{\text{ном}}} = 1,4 \times \frac{2156,5}{3 \times 6,3} = 276,8 \text{А}$$

Таблицы 19 – Условия выбора и проверки трансформаторов тока

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$
2	Номинальный длительный (рабочий) ток	$I_{ном.} \leq I_{1ном.}'$ где $I_{ном.}$ - номинальный расчетный (рабочий) первичный ток нагрузки трансформатора тока; $I_{1ном.}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогу);
3	Электродинамическая стойкость	$i_{уд} \leq K_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{1ном.}'$ где $K_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости трансформатора тока.
4	Термическая стойкость	$B_k \leq K_T^2 \times I_{1ном.}^2 \times t_T$ где K_T - кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу);
5	Конструкция и класс точности	
6	Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2ном.}'$ где $Z_{2ном.}$ - номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности; Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$, $R_2 = R_{приб.} + R_{пр} + R_k$, где R_k - переходное сопротивление контактов. $R_k = 0,1$ Ом; $R_{пр}$ - сопротивление проводов; $R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_2^2}$, где $S_{приб.}$ - полная мощность, потребляемая подключенными приборами (сумма полной мощности всех подключенных приборов); I_2 - ток вторичной обмотки трансформатора тока, определяемый нагрузкой подключенных приборов. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие: $R_{приб.} + R_{пр} + R_k \leq Z_{2ном.}'$, откуда $R_{пр} \leq Z_{2ном.}' - R_{приб.} - R_k$. Зная $R_{пр}$, можно определить сечение соединительных проводов: $s = \frac{\rho \times l_p}{R_{пр}}$, где ρ - удельное сопротивление материала провода. На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше применяются провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$ Ом * мм ² /м), в остальных случаях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$ Ом * мм ² /м); l_p - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока. По условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее 2,5 мм ² , для алюминиевых – 4,0 мм ² , но не более 6 мм ² .

В КСО-СЭЩ устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-10 производства «РУССКИЙ ТРАНСФОРМАТОР», $I_{1ном.} = 400$ А, $K_{эд} = 55$, $K_T = 18$, $t_T = 1$ с, $Z_{2ном.} = 2,4$ Ом, $S_{2ном.} = 60$ ВА. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 20.

Таблица 20 - Расчетные и каталожные данные трансформатора тока

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 276,68 \text{ А}$	$I_{ном} = 500 \text{ А}$
$i_{уд} = 21,75 \text{ кА}$	$K_{эд} \times \sqrt{2} \times I_{I.ном.} = 55 \times \sqrt{2} \times 0,5 = 38,9 \text{ кА}$
$В_k = 0,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$K_T^2 \times I_{I.ном.}^2 \times t_T = 18^2 \times 0,5^2 \times 1 = 81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. В таблице 21 сведена вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЦА 2101-005	10	-	-
Блок РЗиА	«БМРЗ»	2,5	2,5	2,5
Счетчик активной и реактивной энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	9	9	9
ИТОГО		21,5	11,5	11,5

Из таблицы 21 видно, что наиболее загруженная обмотка трансформатора по фазе А, следовательно, общее сопротивление фазы А составит:

$$R_{приб.} = \frac{21,5}{5^2} = 0,86 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов равно:

$$R_{пр} = 2,4 - 0,86 - 0,1 = 1,44 \text{ Ом}$$

Принимая длину соединительных проводов 5 м с медными жилами, находим сечение проводов:

$$s = \frac{0,0175 \times 5}{1,44} = 0,061 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм².

6.1.3 Выбор трансформаторов напряжения

Условия выбора трансформаторов напряжения сведены в таблице 22.

Таблицы 22 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

№	Условие выбора и проверки
1	Номинальное напряжение: $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$.
2	Конструкция и схема соединения обмоток, класс точности с учетом допустимой вторичной нагрузки
3	<p>Вторичная нагрузка: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$, где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, [ВА]. Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда</p> $S_{2\Sigma} = (\ S_{ном} \times \cos\varphi)^2 + (\ S_{ном} \times \sin\varphi)^2 = P_{приб}^2 + Q_{приб}^2.$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора приведен таблице 23.

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	СВ3020-100	4	1	1	0	1	4	-
Блок РЗиА	«БМР3»	2,5	3	1	0	1	7,5	-
Счетчик активной и реактивной энергии	ПСЧ-4ТМ.05МК	1,9	3	0,38	0,925	1	2,166	5,3
ИТОГО							13,7	5,3

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{13,7^2 + 5,3^2} = 14,7 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор напряжения типа НОЛ-СЭЩ-6 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 50 ВА. Таким образом, $S_{2\Sigma} = 14,7 \text{ ВА} < S_{ном} = 50 \text{ ВА}$, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

6.2 Выбор кабелей 6 кВ

Условия выбора кабельных линий представлены в таблице 24.

Существуют изоляции полиэтиленовые, пластиковые, резиновые и бумажные.

Широкое применение в городах получили силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Данные кабели предназначены для прокладки в каналах

или траншеях с установкой дополнительной защиты от повреждения кабеля, так как конструкция не допускает использование стальных защитных покровов.

Таблицы 24 – Условия выбора и проверки кабельных линий выше 1 кВ

№	Условие выбора и проверки	
1	Номинальное напряжение	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$
2	Конструкция	
3	Экономическая плотность тока	$s_{эк} = \frac{I_{ном.}}{J_{эк}}$
4	Допустимый ток	$I_{продол.расч.} \leq I_{дл.доп.}$ где $I_{дл.доп.}$ – длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом проложенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2 : $I_{дл.доп.} = k_1 k_2 I_{доп.ном.}$, где k_1, k_2 - коэффициенты, находятся по справочникам или ПУЭ;
5	Термическая стойкость	$s_{min} = \frac{\bar{E}_k}{C_T} \leq s.$

Кабельные линии с изоляцией из ПВХ пластиката не распространяют горения, но имеют пониженные диэлектрические характеристики, что приводит к увеличению потерь в изоляции.

Кабели с бумажной изоляцией не рекомендуется применять, так как у них высокая пожароопасность.

Кабели с изоляцией из обычной резины обладают рядом недостатков, например, рабочая температура жилы не более 65 °С, низкий срок службы. Для устранения этих недостатков зарубежные производители разработали новые материалы - этиленпропиленовая (ЭПР) и кремнийорганическая резины. Кабели с этиленпропиленовой резиной используются для прокладки по воздуху и в земле. В нашей стране кабели с этиленпропиленовой резиной рекомендуются для прокладки на нефтехимических предприятиях.

В подстанции № 7 на стороне 6 кВ ранее использовались кабельные линии типа АСБ-6, находящиеся в эксплуатации более 35 лет. Пользуясь данными таблицы 6 произведем расчет сечения кабелей для всех отходящих фидеров подстанции № 7 на стороне 6 кВ, а так же вводных кабелей, питающих подстанцию № 7.

Силовые кабели отходящих фидеров прокладываются в помещении. Максимальная температура жил кабеля ВВГнг(А)-LS-6 составляет 70°C. Из ПУЭ принимаем $k_1 = 0,75; k_2 = 1,29$.

Вводные кабельные линии прокладываются на улице по существующей кабельной трассе, совмещенной с технологической эстакадой. Так как на технологической эстакаде присутствуют трубопроводы с легко воспламеняющимися и горючими жидкостями и газами, то необходимо защитить кабельные линии от механических повреждений (при помощи брони) и возможных химических и тепловых повреждений. Для этого применяются кабели с этиленпропиленовой резиной. Максимальная температура жил кабеля РвБВнг(А)-LS-6 составляет 90°C. РвБВнг(А)-LS-6 - кабель силовой с изоляцией из этиленпропиленовой резины на напряжение 6 кВ, трехжильный, бронированный стальными гальванизированными лентами в оболочке из ПВХ-пластиката пониженной пожароопасности. Из ПУЭ принимаем $k_1 = 0,75; k_2 = 1,14$.

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания $t_{откл.} = 0,2$ с составляет: $B_k = 8,54^2 \times 0,2 + 0,12 = 23,34 \times 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы 8 [4]: $C_T = 120 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$

В предыдущем пункте выбраны вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/630 У2 и ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/1000 У2, со следующими техническими данными: $t_{откл.в.} = 0,03$ с; $t_{р.з.} = 0,2$ с; $T_a = 0,02$ с; $I_{ном} = 630 \text{ A}; I_{п.о} = 20 \text{ кА}$.

Расчеты сведем в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет кабельных линий

№ ввода	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.в}}$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{ном.}}}{J_{\text{ЭК}}}$	Марка, число х сечение жил	$I_{\text{дл.доп.}} = k_1 k_2 I_{\text{доп.ном.}} \leq I_{\text{дл.доп.норм.}}$	$S_{\text{min}} = \frac{\overline{B_k}}{C_T} \leq S.$
В-1-7	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{2,5} = 400 \text{ мм}^2 \approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	РвБВнг(А)-LS-6 3х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 392 \cdot 0,75 \cdot 1,14 = 335,16 \text{ А} \leq 392 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
В-2-7	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{2,5} = 400 \text{ мм}^2 \approx 3 \times 150 \text{ мм}^2$	РвБВнг(А)-LS-6 3х(3х150 мм ²)	$I_{\text{дл.доп.}} = 392 \cdot 0,75 \cdot 1,14 = 335,16 \text{ А} \leq 392 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 150 \text{ мм}^2$
Т-1-7	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{205,3}{2} = 102,65 \text{ мм}^2 \approx 120 \text{ мм}^2$	ВВГнг(А)-LS-6 3х120 мм ²	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 295,1 \text{ А} \leq 305 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 120 \text{ мм}^2$
Т-2-7	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{205,3}{2} = 102,65 \text{ мм}^2 \approx 120 \text{ мм}^2$	ВВГнг(А)-LS-6 3х120 мм ²	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 295,1 \text{ А} \leq 305 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 120 \text{ мм}^2$
Т-3-7	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{205,3}{2} = 102,65 \text{ мм}^2 \approx 120 \text{ мм}^2$	ВВГнг(А)-LS-6 3х120 мм ²	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 295,1 \text{ А} \leq 305 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 120 \text{ мм}^2$
Т-4-7	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{205,3}{2} = 102,65 \text{ мм}^2 \approx 120 \text{ мм}^2$	ВВГнг(А)-LS-6 3х120 мм ²	$I_{\text{дл.доп.}} = 305 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 295,1 \text{ А} \leq 305 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 120 \text{ мм}^2$
ВД-24	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{100}{2} = 50 \text{ мм}^2$	ВВГнг(А)-LS-6 3х50 мм ²	$I_{\text{дл.доп.}} = 145 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 140,3 \text{ А} \leq 145 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 50 \text{ мм}^2$
ТСН-1	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{100}{2} = 50 \text{ мм}^2$	ВВГнг(А)-LS-6 3х50 мм ²	$I_{\text{дл.доп.}} = 145 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 140,3 \text{ А} \leq 145 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 50 \text{ мм}^2$
ТСН-2	$6 \leq 6$	$S_{\text{ЭК}} = \frac{100}{2} = 50 \text{ мм}^2$	ВВГнг(А)-LS-6 3х50 мм ²	$I_{\text{дл.доп.}} = 145 \cdot 0,75 \cdot 1,29 = 140,3 \text{ А} \leq 145 \text{ А}$	$S_{\text{min}} = \frac{23,34 \times 10^6}{120} = 40,26 \text{ мм}^2 \leq 50 \text{ мм}^2$

Таким образом, выбранные кабели термически стойки.

6.3 Выбор распределительных устройств на стороне 0,4кВ

На стороне 0,4 кВ применяются распределительные устройства низкого напряжения (далее РУНН) производителя «ТЭЛПРО-УРАЛ».

Выбираются РУНН на напряжение 0,4кВ с номинальным током 4000 А, 630 А, 400 А и 250 А. Комплектация следующая:

- автоматический выключатель выдвижной с пружинно-моторным приводом «Электрон Э40В», $I_{ном} = 4000 \text{ А}$;
- автоматический выключатель выдвижной с пружинно-моторным приводом «Электрон Э06В», $I_{ном} = 630 \text{ А}$;
- автоматический выключатель выдвижной с пружинно-моторным приводом «Электрон Э06В», $I_{ном} = 400 \text{ А}$;
- автоматический выключатель выдвижной с пружинно-моторным приводом «Электрон Э06В», $I_{ном} = 250 \text{ А}$;

Выключатели выбираются по параметрам указанным в п. 6.1.1.

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max \text{ ВВ}} = 1,4 \times \frac{1600}{3 \times 0,4} = 3233,2 \text{ А}$$

Для выбора и проверки аппаратов и проводников принимается к расчету наибольшее начальное значение периодической составляющей, рассчитанной в пункте 5: $I_{п,о}^{(1)} = 32,47 \text{ кА}$; $i_{уд} = 82,67 \text{ кА}$.

Термическая стойкость с продолжительностью короткого замыкания $t_{откл.} = 0,01 \text{ с}$ составляет:

$$W_k = 32,47^2 \times 0,01 + 0,12 = 137,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания находится по формуле [55]: $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times 32,47 \times e^{-\frac{0,05}{0,12}} = 30,2 \text{ кА}$

Для вводных и секционной ячейки выбираются автоматические выключатели выдвижные с пружинно-моторным приводом «Электрон Э40В». Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 26.

Таблица 26 - Расчетные и каталожные данные выключателя

Автоматический выключатель «Электрон Э40В»	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 0,66 \text{ кВ}$
$I_{max} = 3233,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$I_{п.о}^{(1)} = 32,47 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{а,г} = 30,2 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \times \beta_{нор}/100 \times I_{откл.ном} =$ $= \sqrt{2} \times 0,58 \times 40 = 32,81 \text{ кА}$
$I_{п.о}^{(1)} = 32,47 \text{ кА}$	$I_{п.р.с.} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 82,67 \text{ кА}$	$i_{п.р.с.} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 137,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} < t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \times t_{откл} = 40^2 \times 0,1 = 160 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В результате сопоставления расчетных данных с каталожными, выявлено, что данный выключатель соответствует всем параметрам и применяется к установке в вводных и секционных ячейках подстанции №7 на стороне 0,4 кВ.

Автоматические выключатели на номинальный ток 630 А, 400 А и 250 А устанавливаются на отходящих линиях РУНН-0,4 кВ. Расчет на отходящих линиях не производится.

7 Релейная защита

Основное назначение релейной защиты является выявление места возникновения короткого замыкания и быстрое автоматическое отключение поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или электрической сети.

Вторым назначением релейной защиты является выявление нарушения нормальных режимов оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

В работе рассматривается выбор защиты основных элементов проектируемой подстанции – трансформаторов, выключателей вводных и секционных, отходящих линий.

На силовых трансформаторах (Т-1-7, Т-2-7, Т-3-7, Т-4-7) установлены: двух ступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ). Защита вводов 6 кВ (В-1-7 и В-2-7) выполнена двух ступенчатой максимальной токовой защитой (МТЗ), на отходящих линиях установлены токовая отсечка (ТО) и МТЗ с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Автоматика на подстанции предусматривает: автоматическое включение резерва (АВР) секционных выключателей 6 кВ при отключении вводов от защиты и исчезновении напряжения на питающей линии; АВР трансформаторов собственных нужд.

Релейная защита подстанции №7 эксплуатируется более 35 лет, за это время производился частичный ремонт и замена вышедших из строя реле на аналоги, но в целом наблюдается большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Что в дальнейшем может привести к поломке оборудования, прекращению электроснабжения цеха и в итоге к невыпуску продукции, экономическим потерям.

Предлагается заменить оборудование РЗА подстанции №7 на микропроцессорные устройства защиты серии «БМРЗ» отечественного производителя НТЦ «Механотроника».

Для защиты силовых трансформаторов и вводных кабелей 6 кВ применить микропроцессорное устройство защиты «БМРЗ-152-КЛ1-01», сочетающее в себе ТО, МТЗ, логическую защиту шин (ЛЗШ), дуговую защиту (ДгЗ), защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), защиту обрыва фаз и несимметрии нагрузок (ЗОФ).

Для защиты секционного выключателя применяется микропроцессорное устройство защиты «БМРЗ-152-SV-01», сочетающее в себе ТО, МТЗ, ускорение МТЗ, логическую защиту шин (ЛЗШ), дуговую защиту (ДгЗ), защиту обрыва фаз и несимметрии нагрузок (ЗОФ).

Для защиты секционного выключателя применяется микропроцессорное устройство защиты «БМРЗ-152-VV-01», сочетающее в себе ТО, МТЗ, ускорение МТЗ, логическую защиту шин (ЛЗШ), дуговую защиту (ДгЗ), защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), защиту обрыва фаз и несимметрии нагрузок (ЗОФ), защиту от потери питания (ЗПП).

Указанные микропроцессорные устройства устанавливаются в КСО-СЭЩ на лицевой панели.

Так как управление выбранными ранее выключателями, а также сигнализацией, автоматикой, связью осуществляется постоянным током, следовательно, применяется оперативный постоянный ток.

Питание оперативного тока осуществляется двумя вводами от аккумуляторных батарей подстанции №36.

8 Собственные нужды подстанции

В зависимости от типа, мощности подстанции питание потребителей собственных нужд осуществляется от двух специально установленных трансформаторов.

К потребителям собственных нужд подстанции относятся подогрев ячеек КСО, вентиляция, отопление, освещение и т.д. Мощности электроприемников собственных нужд подстанции приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Нагрузка трансформаторов собственных нужд

№ п/п	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность	
		P, кВт	P _Σ ,кВт
1	КСО-СЭЩ 6 кВ	0,5 x 16	8
2	Отопление		30
3	Освещение РУ -6 кВ		1,45
4	Освещение РУ 0,4 кВ		1,05
	Итого:		40,5
	С учетом коэффициента загрузки $K_z = 0,7$		
	Итого:		68,85

На основании данных таблицы 27 для подстанции выбираем два трансформатора собственных нужд мощностью ТС–100/6.

Проанализированы основные производители сухих трансформаторов, выявлено что по технико-экономическим показателям трансформаторы аналогичны. Поэтому выбран территориально ближайший производитель – ОАО «ЧЭТ». Данные трансформаторы подключаются через вакуумные выключатели.

9 Система измерений на подстанции

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов, устанавливаемых на панелях КСО-СЭЩ.

Контрольно-измерительные приборы, принятые для установки на подстанции перечислены в таблице 28.

Таблица 28 – Контрольно- измерительные приборы

Цепь	Место установки	Перечень приборов
Трехобмоточный трансформатор	ВН	Амперметр
Трехобмоточный трансформатор	НН, на ячейках вводных выключателей	Амперметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 6 кВ	Лицевая панель	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения
Сек. выключатель	Лицевая панель	Амперметр
Линия 6 кВ к потребителям	Лицевая панель	Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии
ЩУ	Панель	Амперметр, вольтметр
Трансформатор собственных нужд	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии

10 Расчет заземления подстанции

Все металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны заземляться.

Заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением. Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители.

В зависимости от места размещения заземлителей относительно заземляемого оборудования различают два типа заземляющих устройств: выносное и контурное. При выносном заземляющем устройстве заземлитель вынесен за пределы площадки, на которой размещено заземляемое оборудование. При контурном заземляющем устройстве электроды заземлителя размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование. А также внутри этой площадки.

В качестве заземлителей в первую очередь используют естественные заземлители в виде проложенных под землей металлических коммуникаций (за исключением трубопроводов горючих и взрывчатых веществ, труб тепло трасс), металлических конструкций зданий, соединенных с землей и т.д.

Если сопротивление естественных заземлителей удовлетворяет требуемым нормам R_{Σ} , то устройство искусственных заземлителей не требуется. Если R_{Σ} не удовлетворяет требованиям норм, тогда используют искусственные заземлители.

Заземлители забивают в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остается 0,5-0,8 м. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5-3 м. Для соединения вертикальных заземлителей между собой применяют стальные полосы толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм² или стальной провод диаметром не менее 6 мм.

Нормируемые сопротивления заземляющих устройств приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Нормируемые сопротивления заземляющих устройств

Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств R_z , Ом	Характеристики электроустановок
$R_z \leq 0,5$	Для электроустановок напряжением выше 1 кВ и при расчетном токе замыкания на землю $I_z > 500$ А.
$R_z = \frac{250}{I_z} \leq 10$	Для электроустановок напряжением выше 1 кВ и при расчетном токе замыкания на землю $I_z < 500$ А.
$R_z \leq 4,0$	В электроустановках напряжением 380/220 В.

Рассчитаем заземляющее устройство для подстанции № 7 РУ-6 кВ площадь 168 м² и для РУ-0,4 кВ площадь 21 м².

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя из угловой стали размером 50x50x5 мм длиной 3 м определяется по формуле:

$$R_B = \frac{0,366 \cdot p}{L} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2l}{b} + 0,5 \cdot \lg \cdot \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right),$$

где: p – удельное сопротивление грунта, грунт – суглинок, $p=1 \times 10^4$ ом см; L – длина вертикального заземлителя, 300 см; b – ширина полки угловой стали для заземлителя, 5 см; t – глубина заложения, 200 см.

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10^4}{300} \cdot \left(\lg \cdot \frac{2 \cdot 300}{5} + 0,5 \cdot \lg \cdot \frac{4 \cdot 200 + 300}{4 \cdot 200 - 300} \right) = 63,2 \text{ ом},$$

Сопротивление горизонтального заземлителя из полосовой стали определяется по формуле: $R_G = \frac{0,366 \cdot p}{L} \cdot \lg \cdot \frac{2L^2}{b \cdot t}$,

где: L – длина горизонтального полосового заземлителя, 600 см;
 t – глубина заложения заземлителя, 50 см; b – ширина полосы, 5 см.

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10^4}{600} \cdot \lg \cdot \frac{2 \cdot 600^2}{5 \cdot 50} = 48,6 \text{ ом},$$

Сопротивление заземляющего устройства из 10-ти вертикальных и 9-ти горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$R_{\text{общ}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{K_H \cdot (N1 \cdot R_{\Gamma} + N2 \cdot R_B)} = \frac{63,2 \cdot 48,6}{0,8 \cdot (10 \cdot 48,6 + 5 \cdot 63,2)} = 3,6 > 4,0 \text{ ом.}$$

Данный тип заземлителя удовлетворяет для заземления подстанции.

11 Безопасность и экологичность

Основные опасные факторы производства СБСК следующие:

1. Возгораемость латекса;
2. Самовозгорание при длительном воздействии высоких температур;
3. Загорание продукта при завышении температуры выше режимной;
4. Аварийная остановка агрегатов и внеплановая чистка оборудования при забивке крошкой каучука трубопроводов и аппаратов;
5. Опасность отравления работающих и загрязнения окружающей среды в случае разгерметизации оборудования токсичными продуктами;
6. Повышенная опасность получения механических травм;
7. Опасность получения термических ожогов;
8. Опасность получения ожогов при работе со щелочью;
9. Опасность поражения электрическим током при нарушении заземления, изоляции электроустановок;
10. Нарушение правил приема пара и эксплуатации паропроводов может привести к возникновению гидроударов и разгерметизации паропроводов.

Всё эти факторы является потенциальным источником повышенной опасности не только для обслуживающего персонала, но и для жителей города, для окружающей среды. Их неправильная эксплуатация влечёт за собой повышение травматизма. Поэтому необходимо особенно тщательно соблюдать своды правил при эксплуатации взрывопожароопасных производств, правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ), правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ), межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, содержать оборудование и технику в исправном рабочем состоянии.

В эксплуатации должно находиться только исправное оборудование, что обеспечивается ежедневным систематическим контролем состояния оборудования, правильной его эксплуатацией, качественным и своевременным проведением планово- предупредительного ремонта.

12 Экономическая эффективность

Экономический расчет по обоснованию выбора схемы электроснабжения произведем в сравнении двух вариантов выполнения ТП: первый вариант (проектируемый) - принимаем к установке четыре трансформатора типа ТСЗ-1600/6, мощностью 1,6 МВА каждый; второй вариант (конкурирующий) - принимаем к установке шесть трансформаторов типа ТСЗ-1000/6, мощностью 1 МВА каждый. Таким образом, трансформаторы цеховой подстанции №7 являются основным изменяющимся элементом схемы.

На основании технико-экономических расчётов производится выбор оптимального варианта схемы электроснабжения (проекта) и оборудования. Наиболее выгодным следует считать вариант с наименьшими капиталовложениями, т.к. он более экономичен и имеет меньший срок окупаемости.

Результаты анализа изменяющихся показателей представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнение двух вариантов комплектации подстанции № 7

№ п/п	Характеристика элементов схемы	Изменяющиеся технико-экономические показатели		Результат
		Проект	Конкурирующий	
1	2	3	4	5
1	Трансформаторы типа ТСЗ	4×1600 кВА	6×1000 кВА	Уменьшаются затраты на установку ТП

В ходе выполнения работы достигнут следующий технический эффект:

- более высокая надёжность элементов схемы электроснабжения;
- более высокое качество электроэнергии;
- меньшее количество оборудования и большая наглядность схемы.

В отношении социального эффекта работа способствует:

- улучшению условий труда и содержанию труда ремонтно-эксплуатационного персонала;

-происходит уменьшение опасности, вредности, вибрации, уровня шума, повышение уровня механизации процессов труда;

-снижается суммарная ремонтосложность элементов схемы, суммарная трудоемкость ремонта.

Технические усовершенствования, вносимые в проектируемый вариант схемы, сопровождаются уменьшением капитальных затрат (таблица 31).

Таблица 31 - Сравнение двух вариантов комплектации подстанции №7

№ п/п	Наименование элементов схемы	Ед.изм	Кол.	Сметная стоимость, тыс. руб.	
				Единицы	Общая
Проектируемый вариант					
	I. Электрическая часть.				
1	Трансформатор ТСЗ-1600/6	шт.	4	1310	5240
2	КСО-СЭЩ 1000А	шт.	3	380	1140
3	КСО-СЭЩ 630А	шт.	13	310	4030
4	РУНН «ТЭЛПРО-УРАЛЬ»	шт.	40	280	11200
	Итого:				21610
	II. Кабельные линии.				
1	Кабель РвБВнг(А)-LS-6, сечением 3x150	км	2	1810	3620
2	Кабель ВВГнг(А)-LS, сечением 3x120 мм ²	км	0,2	1250	250
3	Кабель ВВГнг(А)-LS, сечением 3x16 мм ²	км	0,8	520	416
4	Кабель ВВГнг(А)-LS, сечением 3x10 мм ²	км	0,2	430	86
	Итого:				4372
	Всего:				25982
Конкурирующий вариант					
	I. Электрическая часть.				
1	Трансформатор ТСЗ-1000/6	шт.	6	1000	6000
2	КСО-СЭЩ 1000А	шт.	3	380	1140
3	КСО-СЭЩ 630А	шт.	13	310	4030
4	РУНН «ТЭЛПРО-УРАЛЬ»	шт.	40	280	11200
	Итого:				22370
	II. Кабельные линии.				
1	Кабель РвБВнг(А)-LS-6, сечением 3x150 мм ²	км	2	1810	3620
2	Кабель ВВГнг(А)-LS, сечением 3x120 мм ²	км	0,3	1250	375
3	Кабель ВВГнг(А)-LS, сечением 3x16 мм ²	км	0,8	520	416
4	Кабель ВВГнг(А)-LS, сечением 3x10 мм ²	км	0,2	430	86
	Итого:				4497
	Всего:				26867

Из таблицы 31 видно, что проектируемый вариант дешевле на 3,3%. Таким образом вариант с установкой четырех трансформаторов ТСЗ-1600/6 предпочтительнее установки шести трансформаторов ТСЗ-1000/6.

Заключение

При выполнении работы на тему «Реконструкция электроснабжения производства СБСК ООО «Тольяттикаучук» выполнен расчет электрической нагрузки, выбраны тип, число и мощность силовых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, рассчитаны токи короткого замыкания, произведен выбор электрических аппаратов и проводников.

Был произведен расчет нагрузок шести трансформаторов производства СБСК, в результате чего было выявлено, что часть трансформаторов недогружены. Расчетным путем было определено, что для данной подстанции экономически выгодна мощность силовых трансформаторов 1600 кВА. Существующие шесть двухобмоточных силовых трансформаторов с масляной системой охлаждения были заменены на четыре силовые трансформаторы с воздушной системой охлаждения типа ТСЗ-1600/6/0,4 производителя «ЧЭТ» г. Чебоксары. Применение данных трансформаторов позволило удалить с подстанции масляное хозяйство.

Был произведен расчет токов трёхфазных и несимметричных коротких замыканий на напряжение 6 кВ/0,4 кВ. Выявлены наиболее тяжелые виды коротких замыканий для данной подстанции, по которым производился дальнейший выбор электрических аппаратов и проводников.

В РУ-6 кВ подстанции №7 были приняты к установке ячейки КСО-СЭЩ, укомплектованные вакуумными выключателями ВВУ от производителя ЗАО «Группа компаний «Электрощит-ТМ Самара».

В РУ-0,4кВ подстанции № 7 были приняты к установке ячейки РУНН производителя «ТЭЛПРО-УРАЛ», укомплектованные выкатными автоматическими выключателями «Электрон Э40В».

Выполнен расчет нагрузки собственных нужд и заменены масляные трансформаторы на сухие ТС-160/6 производителя ОАО «ЧЭТ» (г. Чебоксары).

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2010 г. – М.: КРОНУС, 2010. – 488 с.
2. ГОСТ 12.0.003-74*. - Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – Введ. 1976-01-01. - Госуд. комитет по стандартам. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 4 с.
3. Свод правил СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95».
4. ГОСТ Р 52736-2007. – Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.
5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: МЭИ, 2004. – 41 с.
6. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М.: Энергоатомиздат, 2000. - 91 с.
7. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92.
8. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие / В.В. Вахнина. - Изд. 2-е, стер. – Тольятти: ТГУ, 2011. - 69 с.
9. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / В.В.Вахнина, В.Л.Горячева, Ю.В.Степкина – Тольятти: ТГУ, 2004. - 92 с.
10. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В.Вахнина, А.Н.Черненко – Тольятти: ТГУ, 2007. - 54 с.

11. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учеб. пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008. – 91 с.
12. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6-ти т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М.: Энергия, 2006.
13. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М.: ФОРУМ-ИНФРА, 2006. – 480 с.
14. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М.: Академия, 2006. – 416 с.
15. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2010. – 448 с.
16. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы с нарушением симметричной работы СЭС.: учеб. метод. пособие для курсового проектир. / В.В. Сенько. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 40 с.
17. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы в СЭС. : учеб. метод. пособие / В.В. Сенько. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 59 с.
18. Системы электроснабжения : учебник / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.А. Павлюченко. – Ростов н/Д: Феникс, 2011. – 382 с.
19. Справочная книга электрика / под ред. В.И. Григорьева, - М.: Колос, 2004. – 746с.
20. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
21. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006. - 150 с.
22. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного

проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков, - Тольятти: ТГУ, 2007. – 124 с.

23. Automation and Power Technologies [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.abb.com>.

24. Siemens Global Website [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.siemens.com>.

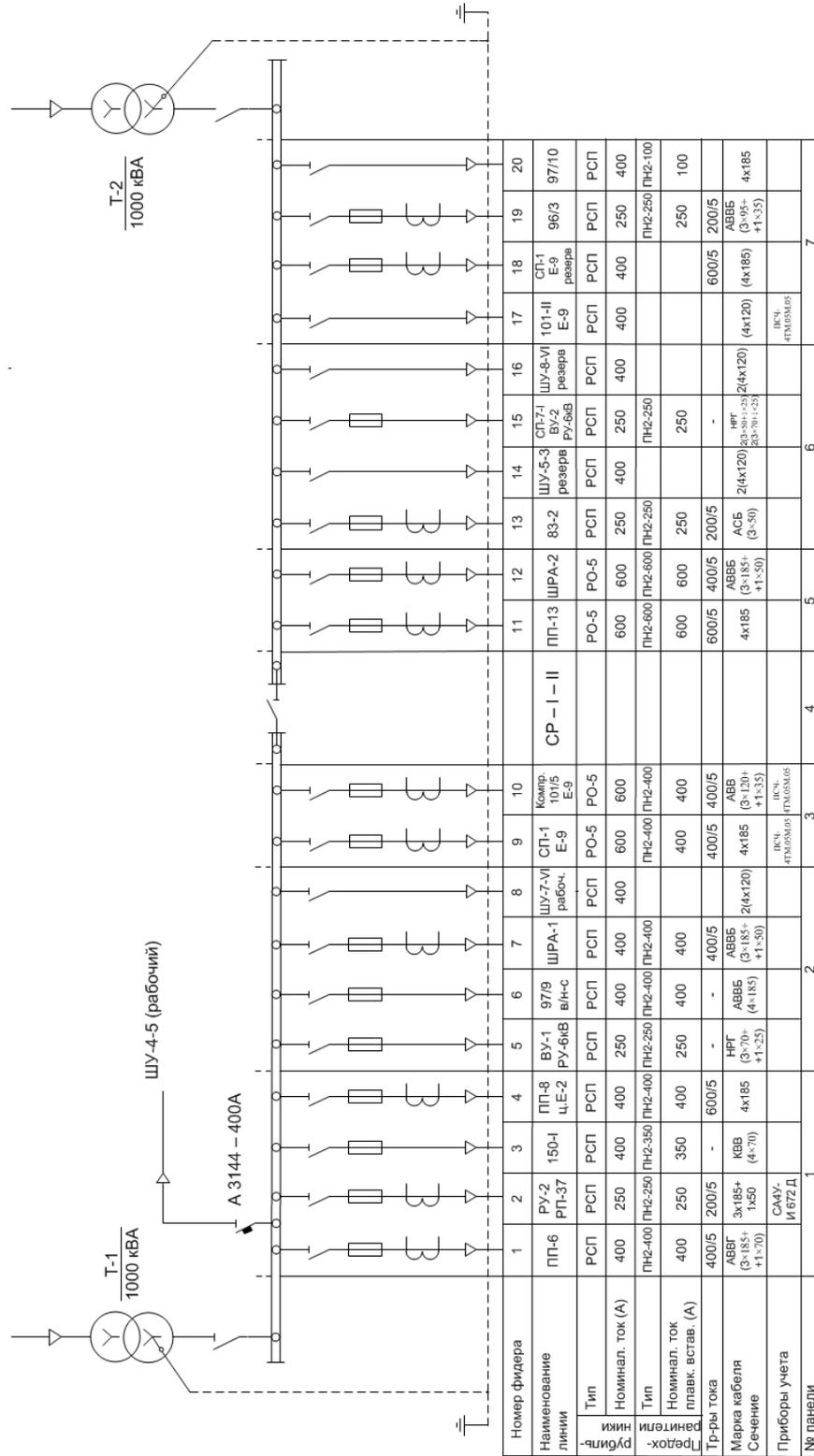
25. Global Specialist in Energy Management and Automation – Schneider Electric Global [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.schneider-electric.com>.

26. Yokogawa Electric hardware reference year 2015-16.

27. Honeywell Sensing and Control product catalog 2015.

Приложение Б

Однолинейная схема 0,4 кВ потребителей трансформаторов Т-1-7 и Т-2-7



Приложение В

Таблица В.1 - Перечень потребителей по подстанциям

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
РУ-6 кВ подстанции № 7				
1	АД-24	6000	250	0,8
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-1-7)				
2	Н-150/1	380	75	0,83
3	ВН-97/9	380	132	0,8
4	ВВ-22/1	380	22	0,8
5	ВВ-22/2	380	22	0,8
6	Н-55/1	380	4,5	0,83
7	Н-58/1	380	25	0,83
8	Н-38/1	380	18,5	0,8
9	Н-38/4	380	15	0,8
10	Н-95/2	380	15	0,8
11	Н-205	380	7,5	0,8
12	М-1/7	380	15	0,76
13	М-1/9	380	15	0,76
14	М-37/2	380	10	0,76
15	МЛ-1/6	380	30	0,8
16	ДМ2.1.6	380	55	0,8
17	В1.1.6	380	45	0,8
18	Г-3/6	380	3	0,8
19	Г-2/6	380	5,5	0,8
20	В/Д А6.1.6	380	15	0,8
21	Н/Д А6.1.6	380	37	0,8
22	Э2.6	380	15	0,8
23	Э1.6	380	15	0,8
24	Л3.6	380	15	0,8
25	К-101/5	380	100	0,92
26	ПС-1	380	40	0,8
27	Л-1/3	380	22	0,8
28	Л-2/3	380	22	0,8
29	Л-3/3	380	30	0,8
30	Н-1-1/3	380	15	0,76
31	Н-1-2/3	380	15	0,8
32	Г-1/3	380	5,5	0,8
33	М-2/3	380	37	0,8
34	М-1/3а	380	0,75	0,76
35	Г-4/3	380	75	0,8
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-2-7)				
36	Н-76/1	380	10	0,76
37	Н-83/2	380	75	0,8
38	Н-2/4	380	22	0,8
39	Н-125/1	380	22	0,8
40	Н-125/2	380	20	0,8
41	Н-89/3	380	22	0,8
42	Н-96/1	380	15	0,8
43	Н-96/3	380	50	0,8
44	Н-97/10	380	132	0,8
45	Г-2/3	380	3	0,8

Продолжение таблицы В.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
46	Шнек А-1/3	380	0,75	0,8
47	А-2/3	380	55	0,8
48	Транспортер А-2/3	380	0,55	0,8
49	Транспортер А-7/3	380	0,55	0,8
50	Пленкооберт. М. А-8/3	380	5	0,8
51	Декопир DC-1/3	380	4	0,8
52	Рыхрытель НС-1/3	380	22	0,8
53	КС-1/3	380	1,1	0,8
54	В-1/1	380	15	0,76
55	В-2/1	380	15	0,76
56	В-1/2	380	15	0,76
57	В-2/2	380	15	0,76
58	В-1/3	380	15	0,76
59	В-2/3	380	15	0,76
60	В-1/4	380	15	0,76
61	В-2/4	380	15	0,76
62	ВВ-1/3	380	30	0,8
63	Ш-1/3	380	2,2	0,8
64	Е-9	380	120	0,78
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-3-7)				
65	ЧМ-32/	380	55	0,8
66	ЧМ-32/2	380	15	0,8
67	Н-150/2	380	75	0,83
68	Н-55/3	380	17	0,8
69	Н-58/6	380	40	0,8
70	Н-83/1	380	75	0,8
71	Н-86а/1	380	11	0,8
72	Н-2/1	380	22	0,8
73	Н-95/1	380	13	0,8
74	Н-95/а	380	5,5	0,8
75	ПС-8	380	15	0,8
76	П-7	380	7,5	0,76
77	П-7а	380	7,5	0,76
78	П-6а	380	3	0,8
79	Кранбалка	380	7,86	0,7
80	Н1.1.6	380	18,5	0,8
81	Н1.2.6	380	18,5	0,8
82	МЛ-2/6	380	30	0,8
83	МЛ-4/6	380	30	0,8
84	ГЛ-5/6	380	3	0,8
85	МН-1.1.6	380	3	0,8
86	ДМ-2.2.6	380	55	0,8
87	ВВ-1.2.6	380	45	0,73
89	В-2	380	5,5	0,8
90	В-4	380	7,5	0,76
91	МН-6.2.6	380	15	0,8
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-4-7)				
92	Н-76/2	380	10	0,76
93	Н-55/2	380	17	0,8

Продолжение таблицы В.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
94	Н-58а	380	45	0,8
95	Н-58/5	380	30	0,8
96	Н-86а/2	380	15	0,76
97	Н-38/2	380	18,5	0,8
98	Н-38/3	380	15	0,78
99	Н-89/2	380	22	0,8
100	Н-96/2	380	15	0,76
101	Н-96/4	380	50	0,8
102	М-1/6	380	7,5	0,76
103	М-37/1	380	17	0,76
104	ПС-2	380	40	0,8
105	В-5	380	7,5	0,8
106	П-16	380	7,5	0,8
107	ВС-3	380	7,5	0,76
108	МЛ-2/5	380	30	0,8
109	ГЛ-5/5	380	3	0,8
110	МН-1.1.5	380	3	0,8
111	ДМ-2.2.5	380	55	0,8
112	ВВ-1.2.5	380	45	0,73
113	Шнек подающий Г-3/5	380	5,5	0,8
114	Ковшовый конвейер Г-2/5	380	5,5	0,8
115	МН-6.2.5	380	37	0,8
116	Вход транспортера А14/5	380	1,5	0,8
117	Выход транспортера А-14/5	380	1,5	0,8
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Г-5-7)				
118	ВН-97/7	380	160	0,8
119	Шнек Г-1.1.6	380	3	0,8
120	Шнек Г-1.2.6	380	3	0,8
121	Отжимная М-1.1.6	380	160	0,8
122	ВВ-22б/6	380	18,5	0,8
123	ВВ-22в/6	380	7,5	0,8
124	ВВ-22г/6	380	18,5	0,8
125	ВЦ-1/6	380	11	0,76
126	ВЦ-2/6	380	11	0,76
127	ВЦ-3/6	380	11	0,76
128	ВЦ-4/6	380	11	0,76
129	ВЦ-5/6	380	11	0,76
130	ВЦ-6/6	380	11	0,76
131	ВЦ-7/6	380	11	0,76
132	ВЦ-8/6	380	11	0,76
133	ВЦ-9/6	380	11	0,76
134	ВЦ-10/6	380	11	0,76
135	ВЦ-11/6	380	11	0,76
136	ВЦ-12/6	380	11	0,76
137	ВЦ-13/6	380	11	0,76
138	ВЦ-14/6	380	11	0,76
139	ВЦ-15/6	380	11	0,76
140	ВЦ-16/6	380	11	0,76
141	ВЦ-17/6	380	11	0,76

Продолжение таблицы В.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
142	ВЦ-18/6	380	11	0,76
143	Рыхлительная Р-2/6	380	3	0,8
144	Рыхлительная Р-1/6	380	3	0,8
145	Скребок СК-2/6	380	3	0,8
146	Скребок СК-1/6	380	3	0,8
147	Разрывная РУ-2/6	380	15	0,8
148	Разрывная РУ-1/6	380	15	0,8
149	Транспортер ТС-8	380	4	0,76
150	Транспортер ТС-4	380	4	0,76
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-6-7)				
151	Н-114/2	380	55	0,8
152	Н-116/2	380	38	0,8
153	Н-116/3	380	37	0,8
154	Н-58/2	380	29	0,76
155	Н-58/3	380	45	0,8
156	Н-58/4	380	30	0,8
157	Н-83/3	380	75	0,76
158	Н-86а/3	380	15	0,8
159	Н-2/2	380	40	0,8
160	Н-2/3	380	40	0,8
161	Н-125/3	380	30	0,8
162	Н-89/1	380	55	0,76
163	Н-89/4	380	55	0,8
164	ВН-97/8	380	132	0,8
165	ПС-1	380	40	0,76
166	ПС-3	380	40	0,76
167	ПС-5	380	40	0,76
168	П-6	380	3	0,8
169	Шнек Г-1.1/5	380	3	0,8
170	Шнек Г-1.2/5	380	3	0,8
171	ВЦ-1/5	380	11	0,76
172	ВЦ-2/5	380	11	0,76
173	ВЦ-3/5	380	11	0,76
174	ВЦ-4/5	380	11	0,76
175	ВЦ-5/5	380	11	0,76
176	ВЦ-6/5	380	11	0,76
177	ВЦ-7/5	380	11	0,76
178	ВЦ-8/5	380	11	0,76
179	ВЦ-9/5	380	11	0,76
180	ВЦ-10/5	380	11	0,76
181	ВЦ-11/5	380	11	0,76
182	ВЦ-12/5	380	11	0,76
183	ВЦ-13/5	380	11	0,76
184	ВЦ-14/5	380	11	0,76
185	ВЦ-15/5	380	11	0,76
186	ВЦ-16/5	380	11	0,76
187	ВЦ-17/5	380	11	0,76
188	ВЦ-18/5	380	11	0,76
189	Рыхлительная Р-2/5	380	3	0,8

Продолжение таблицы В.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
190	Рыхлительная Р-1/5	380	3	0,8
191	Скребок СК-2/5	380	3	0,8
192	Скребок СК-1/5	380	3	0,8
193	Разрывная РУ-2/5	380	15	0,8
194	Разрывная РУ-1/5	380	18,5	0,8
195	Транспортер ТС-8	380	4	0,76
196	Транспортер ТС-4	380	4	0,76
197	Шнек центрир. ШЦ-5	380	3	0,8
198	Наждак	380	4,5	0,76
199	Наждак	380	4,5	0,76
200	Ток.станок	380	10	0,8
201	Ток.станок	380	10	0,8
202	Ток.станок	380	10	0,8
203	Сверл.станок	380	1,7	0,8
204	Пресс	380	2,8	0,8
205	Пресс	380	2,8	0,8
206	ВС-30	380	0,37	0,8
207				

Приложение Г

Таблица Г.1 - Перечень потребителей с учетом перераспределения

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
РУ-6 кВ подстанции № 7				
1	АД-24	6000	250	0,8
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-1-7)				
2	Н-150/1	380	75	0,83
3	ВН-97/9	380	132	0,8
4	ВВ-22/1	380	22	0,8
5	ВВ-22/2	380	22	0,8
6	Н-55/1	380	4,5	0,83
7	Н-58/1	380	25	0,83
8	Н-38/1	380	18,5	0,8
9	Н-38/4	380	15	0,8
10	Н-95/2	380	15	0,8
11	Н-205	380	7,5	0,8
12	М-1/7	380	15	0,76
13	М-1/9	380	15	0,76
14	М-37/2	380	10	0,76
15	МЛ-1/6	380	30	0,8
16	ДМ2.1.6	380	55	0,8
17	В1.1.6	380	45	0,8
18	Г-3/6	380	3	0,8
19	Г-2/6	380	5,5	0,8
20	В/Д А6.1.6	380	15	0,8
21	Н/Д А6.1.6	380	37	0,8
22	Э2.6	380	15	0,8
23	Э1.6	380	15	0,8
24	Л3.6	380	15	0,8
25	К-101/5	380	100	0,92
26	ПС-1	380	40	0,8
27	Л-1/3	380	22	0,8
28	Л-2/3	380	22	0,8
29	Л-3/3	380	30	0,8
30	Н-1-1/3	380	15	0,76
31	Н-1-2/3	380	15	0,8
32	Г-1/3	380	5,5	0,8
33	М-2/3	380	37	0,8
34	М-1/3а	380	0,75	0,76
35	Г-4/3	380	75	0,8
36	ВН-97/7	380	160	0,8
37	Шнек Г-1.1.6	380	3	0,8
38	Шнек Г-1.2.6	380	3	0,8
39	Отжимная М-1.1.6	380	160	0,8
40	ВВ-22б/6	380	18,5	0,8
41	ВВ-22в/6	380	7,5	0,8
42	ВВ-22г/6	380	18,5	0,8
43	Рыхлительная Р-2/6	380	3	0,8
44	Рыхлительная Р-1/6	380	3	0,8
45	Скребок СК-2/6	380	3	0,8
46	Скребок СК-1/6	380	3	0,8

Продолжение таблицы Г.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
47	Разрывная РУ-2/6	380	15	0,8
48	Разрывная РУ-1/6	380	15	0,8
49	Транспортер ТС-8	380	4	0,76
50	Транспортер ТС-4	380	4	0,76
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-2-7)				
51	Н-76/1	380	10	0,76
52	Н-83/2	380	75	0,8
53	Н-2/4	380	22	0,8
54	Н-125/1	380	22	0,8
55	Н-125/2	380	20	0,8
56	Н-89/3	380	22	0,8
57	Н-96/1	380	15	0,8
58	Н-96/3	380	50	0,8
59	Н-97/10	380	132	0,8
60	Г-2/3	380	3	0,8
61	Шнек А-1/3	380	0,75	0,8
62	А-2/3	380	55	0,8
63	Транспортер А-2/3	380	0,55	0,8
64	Транспортер А-7/3	380	0,55	0,8
65	Пленкооберт. М. А-8/3	380	5	0,8
66	Декопир DC-1/3	380	4	0,8
67	Рыхрытель НС-1/3	380	22	0,8
68	КС-1/3	380	1,1	0,8
69	В-1/1	380	15	0,76
70	В-2/1	380	15	0,76
71	В-1/2	380	15	0,76
72	В-2/2	380	15	0,76
73	В-1/3	380	15	0,76
74	В-2/3	380	15	0,76
75	В-1/4	380	15	0,76
76	В-2/4	380	15	0,76
77	ВВ-1/3	380	30	0,8
78	Ш-1/3	380	2,2	0,8
79	Е-9	380	120	0,78
80	ВЦ-1/6	380	11	0,76
81	ВЦ-2/6	380	11	0,76
82	ВЦ-3/6	380	11	0,76
83	ВЦ-4/6	380	11	0,76
84	ВЦ-5/6	380	11	0,76
85	ВЦ-6/6	380	11	0,76
86	ВЦ-7/6	380	11	0,76
87	ВЦ-8/6	380	11	0,76
89	ВЦ-9/6	380	11	0,76
90	ВЦ-10/6	380	11	0,76
91	ВЦ-11/6	380	11	0,76
92	ВЦ-12/6	380	11	0,76
93	ВЦ-13/6	380	11	0,76
94	ВЦ-14/6	380	11	0,76
95	ВЦ-15/6	380	11	0,76

Продолжение таблицы Г.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
96	ВЦ-16/6	380	11	0,76
97	ВЦ-17/6	380	11	0,76
98	ВЦ-18/6	380	11	0,76
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-3-7)				
99	ЧМ-32/	380	55	0,8
100	ЧМ-32/2	380	15	0,8
101	Н-150/2	380	75	0,83
102	Н-55/3	380	17	0,8
103	Н-58/6	380	40	0,8
104	Н-83/1	380	75	0,8
105	Н-86а/1	380	11	0,8
106	Н-2/1	380	22	0,8
107	Н-95/1	380	13	0,8
108	Н-95/а	380	5,5	0,8
109	ПС-8	380	15	0,8
110	П-7	380	7,5	0,76
111	П-7а	380	7,5	0,76
112	П-6а	380	3	0,8
113	Кранбалка	380	7,86	0,7
114	Н1.1.6	380	18,5	0,8
115	Н1.2.6	380	18,5	0,8
116	МЛ-2/6	380	30	0,8
117	МЛ-4/6	380	30	0,8
118	ГЛ-5/6	380	3	0,8
119	МН-1.1.6	380	3	0,8
120	ДМ-2.2.6	380	55	0,8
121	ВВ-1.2.6	380	45	0,73
122	В-2	380	5,5	0,8
123	В-4	380	7,5	0,76
124	МН-6.2.6	380	15	0,8
125	Н-114/2	380	55	0,8
126	Н-116/2	380	38	0,8
127	Н-116/3	380	37	0,8
128	Н-58/2	380	29	0,76
129	Н-58/3	380	45	0,8
130	Н-58/4	380	30	0,8
131	Н-83/3	380	75	0,76
132	Н-86а/3	380	15	0,8
133	Н-2/2	380	40	0,8
134	Н-2/3	380	40	0,8
135	Н-125/3	380	30	0,8
136	Н-89/1	380	55	0,76
137	Н-89/4	380	55	0,8
РУ-0,4 кВ подстанции № 7 (Т-4-7)				
138	Н-76/2	380	10	0,76
139	Н-55/2	380	17	0,8

Продолжение таблицы Г.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
140	Н-58а	380	45	0,8
141	Н-58/5	380	30	0,8
142	Н-86а/2	380	15	0,76
143	Н-38/2	380	18,5	0,8
144	Н-38/3	380	15	0,78
145	Н-89/2	380	22	0,8
146	Н-96/2	380	15	0,76
147	Н-96/4	380	50	0,8
148	М-1/6	380	7,5	0,76
149	М-37/1	380	17	0,76
150	ПС-2	380	40	0,8
151	В-5	380	7,5	0,8
152	П-16	380	7,5	0,8
153	ВС-3	380	7,5	0,76
154	МЛ-2/5	380	30	0,8
155	ГЛ-5/5	380	3	0,8
156	МН-1.1.5	380	3	0,8
157	ДМ-2.2.5	380	55	0,8
158	ВВ-1.2.5	380	45	0,73
159	Шнек подающий Г-3/5	380	5,5	0,8
160	Ковшовый конвейер Г-2/5	380	5,5	0,8
161	МН-6.2.5	380	37	0,8
162	Вход транспортера А14/5	380	1,5	0,8
163	Выход транспортера А-14/5	380	1,5	0,8
164	ВН-97/8	380	132	0,8
165	ПС-1	380	40	0,76
166	ПС-3	380	40	0,76
167	ПС-5	380	40	0,76
168	П-6	380	3	0,8
169	Шнек Г-1.1/5	380	3	0,8
170	Шнек Г-1.2/5	380	3	0,8
171	ВЦ-1/5	380	11	0,76
172	ВЦ-2/5	380	11	0,76
173	ВЦ-3/5	380	11	0,76
174	ВЦ-4/5	380	11	0,76
175	ВЦ-5/5	380	11	0,76
176	ВЦ-6/5	380	11	0,76
177	ВЦ-7/5	380	11	0,76
178	ВЦ-8/5	380	11	0,76
179	ВЦ-9/5	380	11	0,76
180	ВЦ-10/5	380	11	0,76
181	ВЦ-11/5	380	11	0,76
182	ВЦ-12/5	380	11	0,76
183	ВЦ-13/5	380	11	0,76
184	ВЦ-14/5	380	11	0,76
185	ВЦ-15/5	380	11	0,76
186	ВЦ-16/5	380	11	0,76
187	ВЦ-17/5	380	11	0,76
188	ВЦ-18/5	380	11	0,76

Продолжение таблицы Г.1

№ п/п	Наименование потреб.	Напряжение, В	Мощность, кВт	cosφ
189	Рыхлительная Р-2/5	380	3	0,8
190	Рыхлительная Р-1/5	380	3	0,8
191	Скребок СК-2/5	380	3	0,8
192	Скребок СК-1/5	380	3	0,8
193	Разрывная РУ-2/5	380	15	0,8
194	Разрывная РУ-1/5	380	18,5	0,8
195	Транспортер ТС-8	380	4	0,76
196	Транспортер ТС-4	380	4	0,76
197	Шнек центрир. ШЦ-5	380	3	0,8
198	Наждак	380	4,5	0,76
199	Наждак	380	4,5	0,76
200	Ток.станок	380	10	0,8
201	Ток.станок	380	10	0,8
202	Ток.станок	380	10	0,8
203	Сверл.станок	380	1,7	0,8
204	Пресс	380	2,8	0,8
205	Пресс	380	2,8	0,8
206	ВС-30	380	0,37	0,8