

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

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.И. Пантелеев  
подпись

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02.07 – Электроснабжение

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ  
ШАРИКОПОДШИПНИКОГО ЗАВОДА**

Пояснительная записка

Выпускник	_____	Д.А. Клименченко
	подпись, дата	
Руководитель	_____	_____
	подпись, дата	доцент Т.И. Танкович должность, ученая степень
Консультант	_____	_____
	подпись, дата	ст. преподаватель Р.А. Петухов должность, ученая степень

Красноярск, 2016

Студенту \_\_\_\_\_ Клименченко Денис Анатольевич  
 фамилия, имя, отчество  
 Группа ЗФЭ 11-05Б Направление (специальность) 13.03.02.07  
 номер код

**Электроснабжение**

наименование

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_  
 Электроснабжение шарикоподшипникового завода

Утверждена приказом по университету № 5577 от 26.04.16

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ Т. И. Танкович, доцент, ПИ СФУ  
 инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР \_\_\_\_\_

1. Схема генерального плана фабрики; \_\_\_\_\_

2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода; \_\_\_\_\_

3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 63 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1200 МВА; \_\_\_\_\_

4. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 4,5 км; \_\_\_\_\_

5. Завод работает в две смены. \_\_\_\_\_

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Определение центра электрических нагрузок; 3. Определение рационального напряжения внешнего электроснабжения; 4. Технико-экономическое сравнение вариантов; 5. Выбор цеховых трансформаторов; 6. Выбор кабельных линий; 7. Расчет токов короткого замыкания; 8. Выбор оборудования; 9. Расчет заземления и молниезащиты; 10. Релейная защита трансформатора. \_\_\_\_\_

Перечень графического материала 1. Генеральный план фабрики с картограммой нагрузок; 2. Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения завода; 4. План и разрез главной понизительной подстанции; 5. Релейная защита трансформатора. \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ Т. И. Танкович  
 подпись инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ Д. А. Клименченко  
 подпись инициалы и фамилия студента

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>			
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Да</i>	Электроснабжение шарикоподшипникового завода Пояснительная записка	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Д.АКлименче</i>					<i>У</i>	<i>2</i>	<i>72</i>
<i>Пров.</i>	<i>Т.И.Танкови</i>				<b>ЭТКиС</b>			
<i>Н.Конт</i>								
<i>Утв.</i>	<i>В.И.Пантел</i>							

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Электроснабжение шарикоподшипникового завода» содержит 73 страниц текстового документа, 5 иллюстрации, 29 таблиц, 13 использованных источников, 5 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЦЕХ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

Объект электроснабжения – шарикоподшипниковый завод.

Цели проектирования:

- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;
- определение месторасположения ГПП;
- минимизация потерь электроэнергии;
- обеспечению надежности электроснабжения;
- организация электроснабжения завода с минимальными затратами;
- обеспечение высокого качества электроэнергии;
- максимальное приближение источников питания к центрам нагрузки;
- обеспечение безопасности и удобства эксплуатации производственного и силового оборудования.

В результате проектирования системы электроснабжения завода было выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

									Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да					3

**БР-13.03.02.07 ПЗ**

## Содержание

Введение.....	5
1 Описание технологического процесса.....	6
2 Технология производства подшипников.....	6
3 Определение расчетных нагрузок цехов предприятия.....	7
4 Классификация электроприемников по обеспечению надежности электроснабжения.....	10
5 Выбор рационального напряжения.....	13
6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП.....	13
7 Выбор сечения питающей линии.....	15
8 Техническо-экономический расчет выбора рационального напряжения.....	18
8.1 Первый вариант схемы электроснабжения(35кВ).....	19
8.2 Первый вариант схемы электроснабжения(110кВ).....	22
9 Картограмма электрических нагрузок.....	25
10 Выбор схемы ГПП.....	27
11 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов.....	29
11.1 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах.....	29
11.2 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 6-10 кВ.....	32
12 Выбор сечения кабельных линий.....	34
13 Расчет токов короткого замыкания.....	39
14 Выбор электрических аппаратов сборных шин и изоляторов выше 1000 В. Выбор аппаратов ОРУ 110 кВ.....	43
14.1 Разъединители, короткозамыкатели и выключатели.....	44
14.2 Защита от перенапряжений.....	45
14.3 Выбор изоляторов.....	45
15 Выбор аппаратов КРУ, ТП, КТП 10 кВ.....	46
15.1 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.....	47
15.2 Выбор шин.....	47
15.3 Выбор изоляторов.....	49
15.4 Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ.....	51
15.5 Выбор автоматических выключателей.....	52
15.6 Выбор трансформаторов тока.....	54
15.6.1 Выбор ТТ на стороне ВН.....	55
15.6.2 Выбор ТТ на стороне НН.....	56
15.6.3 Выбор ТТ в цепи кабельной линии.....	57

15.7	Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	59
16	Расчёт заземления подстанции.....	61
17	Расчет гроззащиты ОРУ– 110 кВ от прямых ударов молнии.....	63
18	Релейная защита трансформаторов главной понизительной подстанции .....	65
18.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ.....	66
18.2	Защита от многофазных коротких замыканий.....	66
18.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ.....	67
18.4	Защита от технологических перегрузок.....	67
18.5	Защита от повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла.....	68
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	79
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	70

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		5

## Введение

Системой электроснабжения называется комплекс устройств предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Сложность вопросов проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий заключается в оптимальном, рациональном и эффективном решении этой проблемы. Именно комплексное решение данной задачи в совокупности с необходимыми требованиями и стандартами электроснабжения позволяют экономически и технически грамотно работать всему предприятию.

Нет необходимости говорить о тяжелом финансовом состоянии промышленности, поэтому руководителям предприятий нужно решать данную проблему. Одними из самых прогрессивных мер в этом направлении являются мероприятия по сбережению энергоресурсов и, следовательно, уменьшению энергоемкости выпускаемой продукции, что приводит к снижению её себестоимости и повышению конкурентоспособности. Оптимальное сочетание экономических и технических решений при проектировании систем электроснабжения совместно с внедрением энергосберегающих технологий есть наиболее существенная мера решения этой задачи.

Качество электроэнергии в нашей энергосистеме часто не удовлетворяет нормам установленным ГОСТ. В этом повинны предприятия, на которых не всегда соблюдаются правила устройств электроустановок, а также не применяются технические решения по уменьшению влияния электроприемников (полупроводниковые преобразователи, вентиляльные электроприводы, дуговые печи, и т.д.) на качество электроэнергии.

Технически правильное решение при создании систем электроснабжения исключает появление недопустимых отклонений параметров электроэнергии (падение напряжения), неравномерное распределение токов по фазам, удорожание ремонтных, монтажных и эксплуатационных работ. Все это влияет на производительность предприятия и качество продукции.

Проект электроснабжения предприятия должен учитывать возможность дальнейшего развития и укрупнения производства и связанного с этим увеличения потребляемой мощности.

Основной целью задания ставится закрепление полученных на протяжении всего курса обучения знаний, получение опыта проектирования системы электроснабжения конкретного предприятия и подготовка к выполнению дипломного проекта.

									<i>Лис</i>
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Да</i>	<b><i>БР-13.03.02.07 ПЗ</i></b>				<b>6</b>

## 1 Описание технологического процесса

Шарикоподшипниковый завод является отраслью крупного машиностроения.

Для данной отрасли характерно использование мощных приводов, обслуживающих станков, прессов и печей.

В серийном производстве процесс изготовления деталей построен по принципу дифференциации операций. Отдельные операции закреплены за отдельным рабочим местом. Поэтому производство этого типа характеризуется необходимостью переналадки технологического оборудования при переходе на изготовление деталей другой партии. Для выполнения различных операций используют универсальные металлорежущие станки. Довольно широко используют с числовым программным управлением.

Оборудование может быть расположено по групповому признаку или по потоку (крупносерийное производство).

Массовое производство характеризуется большим объемом выпуска изделий, непрерывно изготавливаемых или ремонтируемых продолжительное время, в течение которого на большинстве рабочих мест выполняется одна рабочая операция.

В массовом производстве применяют высокопроизводительное оборудование: специальные, специализированные и агрегатные станки, станки для непрерывной обработки, многошпиндельные автоматы и полуавтоматы, автоматизированные производственные системы, автоматические линии. Широко применяется многолезвийный и наборный специальный режущий инструмент, быстродействующие, автоматические и механизированные приспособления.

В крупносерийном и массовом производстве широко применяют поточную организацию производства. Она характеризуется расположением средств технологического оснащения в последовательности выполнения операций технологического процесса с определенным интервалом выпуска изделий.

Основным элементом поточного производства является поточная линия, на которой расположены рабочие места.

## 2 Технология производства подшипников

Подшипник — техническое устройство, являющееся частью опоры, которое поддерживает вал, ось или иную конструкцию, фиксирует положение в пространстве, обеспечивает вращение, качение или линейное перемещение (для линейных подшипников) с наименьшим сопротивлением, воспринимает и передает нагрузку на другие части конструкции.

Если говорить о самом производстве подшипников, то необходимо заметить, что наиболее прибыльным является изготовление подшипников качения. Дело в том, что подобные подшипники считаются высокоточными, высокотехнологичными изделиями, которые в процессе производства проходят через мно-

									Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да					7

**БР-13.03.02.07 ПЗ**

гие операции. Сам подшипник такого плана состоит из отдельных деталей: кольца, самого тела качения (в виде ролика или шарика), сепаратора, защитных шайб и заклепок. Поэтому производство подшипников – это, прежде всего производство отдельных конструкционных деталей, затем идет сборка и дополнительные техногенные работы по пробным испытаниям всех отдельных деталей, только после этого осуществляется маркировка, предварительная смазка и наконец – упаковка готовой продукции.

Следует отметить тот факт, что при производстве подшипников такого плана применяются особые стали, отдельные для тел качения и колец, отдельно для сепаратора, так как подшипники, как правило, испытывают во время работы колоссальные физические нагрузки, иногда даже химические и термические неблагоприятные воздействия. В случае с кольцами и телами качения чаще всего при производстве используют сталь, изготовленную из железа, но, например, для сепаратора такого подшипника – можно использовать сплавы, в основе которых содержится тяжелые и легкие металлы: латунь, алюминиевые сплавы, чугун, бронза, пластические материалы.

### 3 Определение расчетных нагрузок цехов предприятия

Следующим этапом расчета системы электроснабжения является определение электрических нагрузок предприятия. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчет ведется по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Для определения расчетных нагрузок по данному методу необходимо знать установленную мощность  $P_{НОМ}$  группы электроприёмников и коэффициенты мощности  $\cos\varphi$  и спроса  $K_C$  данной группы, определяемые по справочным материалам.

Расчетная силовая нагрузка определяется по формуле:

$$P_{РАСЧ} = K_C \times P_{НОМ} ;$$

$$Q_{РАСЧ} = P_{РАСЧ} \times tg\varphi .$$

Расчетная осветительная нагрузка равна определяется по формулам:

$$P_{р.о} = P_{НОМ о} K_{со},$$

где  $K_{со}$  – коэффициенты спроса осветительных нагрузок, принимается 0,95 по справочным данным.

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да						8
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>										



$P_{ном о}$  – установленная мощность приемников электрического освещения.

$$P_{ном о} = P_{уд о} F,$$

Таким образом, полная нагрузка цеха равна:

$$S = \sqrt{P_{РАСЧ} + P_{Р.ОСВ} + Q_{РАСЧ}^2}.$$

Расчеты проводятся по каждому из цехов предприятия, указанных в задании, результаты расчетов приведены в таблице 1.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	<i>Лис</i>
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Да</i>		9

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок предприятия

Наименование	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
	Р <sub>н</sub> ,кВ т	Кс	Cosφ	tgφ	Р <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВт	F, м <sup>2</sup>	Р <sub>уд</sub> , кВт/м <sup>2</sup>	Р <sub>н.о</sub> , кВт	Р <sub>р.о</sub> , кВт	Кс.о	Р <sub>р+Р.о</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВт	Sp,кВА
<b>Потребители 0.4 кВ</b>														
1. Заводоуправление	310	0,8	0,8	0,75	28	186,0	9220	0,015	138,30	117,56	0,85	365,56	186,00	410,15
2. Блок механических цехов №1	4000	0,7	0,8	0,75	2800	2100,0	25650	0,017	436,05	370,64	0,85	3170,64	2100,00	3803,02
3. Блок механических цехов №2	3200	0,7	0,8	0,75	2240	1680,0	11870	0,016	189,92	161,43	0,85	2401,43	1680,00	2930,75
4. Блок механических цехов №3	4500	0,7	0,8	0,75	3150	2362,5	17550	0,015	263,25	223,76	0,85	3373,76	2362,50	4118,70
5. Лигейный цех														
а) 0.4 кВ	2100	0,8	0,8	0,75	1680	1260,0	8120	0,015	121,80	103,53	0,85	1783,53	1260,00	2183,71
7. Насосная	520	0,65	0,8	0,75	338	253,5	1200	0,015	18,00	15,30	0,85	353,30	253,50	434,84
8. Газогенераторная	310	0,65	0,7	1,02	201,5	205,6	1000	0,014	14,00	11,90	0,85	213,40	205,57	296,31
9. Кузнечный цех	1700	0,7	0,8	0,75	1190	892,5	7575	0,015	113,63	96,58	0,85	1286,58	892,50	1565,84
10. Термический цех №1	675	0,8	0,7	1,02	539,68	550,6	1200	0,015	18,00	15,30	0,85	554,98	550,60	781,76
11. Термический цех №2	1600	0,8	0,7	1,02	1280	1305,9	1500	0,015	22,50	19,13	0,85	1299,13	1305,90	1842,01
12. Котельная	700	0,7	0,8	0,75	490	367,5	3320	0,015	49,80	42,33	0,85	532,33	367,50	646,86
13. Склад	90	0,8	0,7	1,02	72	73,5	1650	0,015	24,75	21,04	0,85	93,04	73,45	118,54
14. Электроремонтный цех	280	0,7	0,8	0,75	196	147,0	1500	0,015	22,50	19,13	0,85	215,13	147,00	260,55
15. Столовая	270	0,8	0,8	0,75	216	162,0	3150	0,016	50,40	42,84	0,85	258,84	162,00	305,36
16. Экспериментальная лаборатория	350	0,7	0,7	1,02	245	249,9	4950	0,015	74,25	63,11	0,85	308,11	249,95	396,75
Освещение территории							99455	0,0019	198,56	198,56	1	198,56		188,96
<b>ИТОГО ПО 0.4 кВ</b>	<b>20605</b>								<b>1746,11</b>	<b>1512,54</b>		<b>16399</b>	<b>11796</b>	<b>20200,83</b>
<b>Потребители 10 кВ</b>														
5. Лигейный цех														
б) эл.дуг.печь 10т	16000	0,8	0,8	0,75	12800	9600	800	0,015	12,5	12,50		12800,00	9600,00	16000,00
6. Компрессорная														
а) синх.дв 10кВ	2880	0,8	0,8	0,75	2304	0				0,00		2304,00	0,00	2304,00
<b>ИТОГО ПО 10 кВ</b>	<b>18880</b>				<b>15104</b>	<b>9600</b>				12,50		<b>15104</b>	<b>9600</b>	<b>17896,67</b>
<b>ИТОГО ПО ПРЕДПРИЯТИЮ</b>	<b>39485</b>				<b>29990</b>	<b>21396</b>						<b>31503</b>	<b>21396</b>	<b>38081,86</b>

#### **4 Классификация электроприемников по обеспечению надежности электро-снабжения**

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории:

**Электроприемники I категории** – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

**Электроприемники II категории** – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

**Электроприемники III категории** – все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий. Это приемники вспомогательных цехов, несерийного производства продукции и т.п.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания. Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

Для правильного установления категории электроприемников необходимо оценить вероятность аварии на участках системы электроснабжения, определить возможные последствия и материальный ущерб в результате этих аварий. При определении категории электроприемников не следует завышать категорию требуемой бесперебойности электроснабжения разных групп электроприемников. При отнесении электроприемников к первой категории учитывают технологический резерв, ко второй - сменность производства.

Основные потребители электроэнергии на шарикоподшипниковом заводе:

##### Первая категория:

- Термический цех.

Цех предназначен для обработки чистовых деталей после механической обработки. Детали, поступившие в цех, размещаются на складе в соответствии с требуемой технологией обработки с нагревательными печами, закалочными ваннами, а также печи для специальных видов обработки (цементация, азотирование, цианирование и т.п.).

												<i>Лис</i>
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Да</i>	<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>							<b>11</b>

После обработки часть деталей поступает в очистное отделение, затем в травильное, далее на участок технического контроля и на склад. Для проведения поверхностной заковки деталей цех имеет специализированный участок.

Т.к цех имеет печи и закалочные ванны, при остановке которых, может нарушиться технология обработки и соответственно выбраковка целой партии, следует отнести этот тип цеха к 1-ой категории.

- **Литейный цех**

Цех предназначен для производства стального и чугунного литья.

Т.к цех имеет в составе оборудования эл.дуговую печь, аварийная остановка которой может повлечь повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, следует отнести этот тип цеха к 1-ой категории.

- **Компрессорная**

В качестве привода компрессоров используется синхронный электропривод (СЭП) Исходя из этого, компрессорные станции являются ответственными и значительными потребителями электроэнергии. Поэтому для них наиболее актуальным является: высокая надежность, бесперебойность снабжения приемников сжатым воздухом, эффективное использование. Следовательно, этот цех следует отнести к 1-ой категории.

- **Газогенераторная**

Газогенераторный цех — производственное помещение для получения горючего газа путем сжигания твердого топлива при малом доступе кислорода. Основным оборудованием являются газогенераторы; процесс сопровождается выделением газов сложного состава (углекислый газ, окись углерода, углеводороды, водород, азот с примесью пыли, смолы).

### Вторая категория:

- **Механический цех**

В механическом цехе производится обработка деталей, узлов и корпусов двигателей, изготавливаемых на проектируемом предприятии. Необходимые для этого заготовки, металл и отливки поступают со склада металла, заготовок и прочих материалов в отделение металлообрабатывающих станков.

- **Кузнечный цех**

Цех предназначен для производства деталей и заготовок из слитков или проката черных металлов методом свободной ковки на молотах и прессах.

- **Электроремонтный цех**

Электроремонтный цех предприятия имеет следующие производственные отделения: разборочно-дефектировочное, ремонтно-механическое, обмоточное, сушильно-пропиточное, комплектовочное, сборочное, испытательную станцию, а также отдельные участки, на которых выполняются конкретные виды работ по ремонту трансформаторов, электрических машин и коммутационных аппаратов.

- **Насосная**

- **Котельная**

Эти цеха следует отнести к 2-ой категории т.к при внезапном отключении электроэнергии могут последовать массовое возникновение брака или недоотпуска продукции, длительный простой рабочих, оборудования, техпроцесса, но не опасность для жизни людей, безопасности государства, нанесение большого материального ущерба, поломки сложного и дорогого оборудования или нарушения сложного техпроцесса.

Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да

**БР-13.03.02.07 ПЗ**

**Лис**

**12**

Третья категория:

- Заводоуправление
- Склад
- Столовая
- Экспериментальная лаборатория

В эту категорию вошли электропотребители, внезапное отключение, которых не повлечет за собой какого либо серьезного ущерба.

Таблица 2. Ведомость электрических нагрузок завода.

№ ТП	Наименование цеха	S <sub>p</sub> , кВА	Категория ЭП
1	Заводоуправление	410,15	3
2	Блок механических цехов.№1	3803,02	2
3	Блок механических цехов.№2	2930,75	2
4	Блок механических цехов.№3	4118,70	2
5	Литейный цех	18183,71	1
6	Компрессорная	2304,00	1
7	Насосная	434,84	1
8	Газогенераторная	296,31	1
9	Кузнечный цех	1565,84	2
10	Термический цех №1	781,76	1
11	Термический цех №2	1842,01	1
12	Котельная	646,86	2
13	Склад	118,54	3
14	Электроремонтный цех	260,55	2
15	Столовая	305,36	3
16	Экспериментальная лаборатория	396,75	3

## 5 Выбор рационального напряжения

При проектировании систем электроснабжения важным вопросом является выбор рациональных напряжений для схемы, поскольку их значения определяют параметры линий электропередачи и выбираемого электрооборудования подстанций и сетей, а следовательно, размеры капиталовложений, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. При решении задачи о рациональном напряжении в общем случае следует предварительно определить нестандартное напряжение, при котором имели бы место минимальные затраты. Зная такое напряжение можно правильнее выбрать целесообразное стандартное напряжение применительно к конкретному случаю.

Найдем нестандартное напряжение по формуле Стилла:

$$U = 4.34\sqrt{l + 16P} = 4.34\sqrt{4.5 + 16 * 31.503} = 97.8 \text{ кВ}$$

где  $l$ - расстояние от источника питания, км

$P$ - передаваемая мощность равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт.

Согласно произведенного расчета примем из ряда номинальных напряжений стандартные напряжения 35 и 110 кВ.

Правильность выбора напряжения проверим по номограмме для приближенного определения рационального напряжения системы электроснабжения в зависимости от передаваемой мощности, длины питающей линии [4], а также основываясь на технико-экономических показателях сравнительных диаграмм приведенных затрат на электроснабжение заданной мощности.

На основании вышеизложенного целесообразно применить при потребляемой мощности номинальное напряжение 110 кВ.

Окончательный выбор напряжения произведем после технико-экономических расчетов.

На основании вышеизложенного целесообразно применить при потребляемой мощности стандартные номинальные напряжения 10 кВ, 0,4 кВ в распределительной сети, так как есть потребители на напряжении 0,4 кВ и 10 кВ.

## 6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП.

Число трансформаторов на ГПП определяется требованиями надежности электроснабжения. Согласно таблицы 2 потребители электроэнергии являются потребителями 1, 2, 3-й категории, то предварительно выберем двух трансформаторную подстанцию. Мощность трансформаторов ГПП определим с учетом допустимой перегрузочной способности в аварийном режиме и необходимостью резервирования, перспективой развития, а также по величине коэффициента экономической загрузки.

									Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да					14
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>									

При выборе номинальной мощности трансформаторов ГПП учтем его способность к систематичным перегрузкам, так чтобы один трансформатор мог обеспечить работу в аварийном режиме с допустимой длительной перегрузкой на 40 % в течении не более пяти суток, каждые сутки по шести часов, исходя из нормальной загрузки на 70 %.

Расчетная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_p}{k_{\text{п}}} = \frac{38,081}{1,4} = 27,201 \text{ МВА}$$

где

$S_{\text{тр}}$  – расчетная мощность трансформатора, кВА;

$S_p$  – расчетная мощность, кВА;

$k_{\text{п}}$  – коэффициент перегрузки, равен  $2 \times 0,7 = 1,4$  (такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, что коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки).

Согласно технических данных трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения класса напряжения 110 кВ [4] выберем трансформатор по условию  $S_{\text{н}} \geq S_{\text{тр}}$ : ТРДН-32000/110.

Согласно технических данных трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения класса напряжения 35 кВ [4] выберем трансформатор по условию  $S_{\text{н}} \geq S_{\text{тр}}$ : ТРДНС-32000/35.

Технические данные выбранного трансформаторов и результаты проверочных расчетов и сведены в таблицу 3.

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен быть проверен на допустимую перегрузку с учетом возможного отключения потребителей 3 категории надежности:

$$1,4S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{p\Sigma}$$

Трансформаторы выбраны правильно, так как соблюдаются условия правильной загрузки трансформаторов:

$$1,4 * 32 \geq 38$$

Таблица 3

Тип тр-ра	$S_{\text{тн}}$ , кВА	$U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}}$ , кВ	Потери мощности			$U_{\text{кз}}$ , %	$I_{\text{хх}}$ , %;
			$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{хх}}$ , кВт		
ТРДН	32000	115/10,5/6,3	32	145	162,5	10,5	0,75
ТРДНС	32000	35/10,5/6,3	30	145	162,5	11,5	0,45

## 7 Выбор сечения питающей линии

Передачу электроэнергии от источников питания до ГПП осуществляется воздушными линиями. Сечение и марку выбирают по техническим и экономическим условиям.

К техническим условиям относят выбор сечений по нагреву расчетным током, условиям коронирования, механической прочности, нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономические условия выбора заключаются в определении сечения линии, приведенные затраты на сооружение которой будут минимальными.

Произведем выбор сечения проводов по экономической плотности тока по следующей формуле:

$$S = I_p / j_{\text{ЭК}}$$

где

$S$  – экономическое сечение провода, мм<sup>2</sup>;

$I_p$  – расчетный ток, А;

$j_{\text{ЭК}}$  – экономическая плотность тока неизолированных алюминиевых проводов и шин равна 1,0 А/мм<sup>2</sup> [1].

Расчетный ток определим по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * n * U_H}$$

где

$I_p$  – расчетный ток, А;

$S_p$  – полная расчетная мощность, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение, кВ.

при  $U = 110$  кВ:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * n * U_H} = \frac{38081}{\sqrt{3} * 2 * 110} = 99.93 \text{ А}$$

$$S = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{99.93}{1} = 99.93 \text{ мм}^2$$

при  $U = 35$  кВ:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * n * U_H} = \frac{38081}{\sqrt{3} * 2 * 35} = 314,1 \text{ А}$$

											Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да							16
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>											



$$S = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{314,1}{1} = 314,1 \text{ мм}^2$$

Согласно таблицы по техническим характеристикам проводов [4] выберем провод марки при  $U = 110 \text{ кВ}$  – АС-95; при  $U = 35 \text{ кВ}$  – АС-300.

Проверим выбранное сечение провода по допустимой потере напряжения  $\Delta U$ , % по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_p l (r_0 \cos \phi + x_0 \sin \phi)}{U_{\text{Н}}} * 100\%$$

где

$l$  – длина линии, км;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение, В;

$I_p$  – расчетный ток, А.

$r_0, x_0$  – удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Согласно таблицы сопротивления и проводимости воздушных линий напряжением 35-220 кВ [4] удельные сопротивления линии при  $20^\circ \text{C}$  сечением провода 95 мм составляют:  $r_0 = 0,306 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,434 \text{ Ом/км}$ ; сечением провода 300 мм составляют:  $r_0 = 0,098 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,429 \text{ Ом/км}$ .

при  $U = 110 \text{ кВ}$ :

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\sqrt{3} I_p l (r_0 \cos \phi + x_0 \sin \phi)}{U_{\text{Н}}} * 100\% = \\ &= \frac{\sqrt{3} * 99,93 * 4,5 * (0,306 * 0,8 + 0,434 * 0,6)}{110 * 10^3} * 100\% = 0,36\% \end{aligned}$$

при  $U = 35 \text{ кВ}$ :

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\sqrt{3} I_p l (r_0 \cos \phi + x_0 \sin \phi)}{U_{\text{Н}}} * 100\% = \\ &= \frac{\sqrt{3} * 314,1 * 4,5 * (0,098 * 0,8 + 0,429 * 0,6)}{110 * 10^3} * 100\% = 0,75\% \end{aligned}$$

Условием правильности выбора сечения провода является:

$$\Delta U\% \leq \Delta U_{\text{доп}} \%$$

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		17

Для силовых линий допустимые потери напряжения составляют 5% при  $U = 110$  кВ:

$$\Delta U = 0,36 \% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

при  $U = 35$  кВ:

$$\Delta U = 0,75 \% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

На основании произведенных расчетов делаем вывод, сечение провода выбрано правильно.

Проверим сечение провода по нагреву.

Допустимый длительный ток для провода АС-95 номинального сечения  $95 \text{ мм}^2$  для неизолированных проводов по ГОСТ839-80 согласно ПУЭ [3] при  $U = 110$  кВ –  $I_{\text{доп}} = 330$  А; АС-300 при  $U = 35$  кВ –  $I_{\text{доп}} = 690$  А.

Условие  $I_p = 99 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$  выполнено.

Условие  $I_p = 314 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}$  выполнено.

Проверка проводников ЛЭП по условиям короны и радиопомех производится из класса напряжения 110 кВ и выше.

Согласно таблицы минимально допустимых по условиям коронирования диаметров проводов воздушных линий электропередач [4] для напряжения класса 35-110 кВ допустимое сечение провода по короне  $70 \text{ мм}^2$ .

при  $U = 110$  кВ

$$F = 95 \text{ мм}^2 = F_{\text{кор}} = 70 \text{ мм}^2$$

при  $U = 35$  кВ

$$F = 300 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{кор}} = 70 \text{ мм}^2$$

По условиям механической прочности ВЛ, согласно ПУЭ[3], должны применяться многопроволочные провода. На основании произведенных расчетов и по условиям таблицы минимальных допустимых сечений проводов ВЛ по условиям механической прочности окончательно выберем применяемый провод.

Технические данные выбранного провода представлены в таблице 4.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		18

Марка провода	Сечение, мм <sup>2</sup>	Сопротивление		Допустимая токовая нагрузка, А
		Активное при + 20 <sup>0</sup> С r <sub>0</sub> , Ом/км	Индуктивное при + 20 <sup>0</sup> С x <sub>0</sub> , Ом/км	
АС-95	95	0,306	0,434	330
АС-300	300	0,098	0,429	690

### 8 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

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

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}$$

где  $p_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,125 1/год;

$K_{\Sigma}, I_{\Sigma}$  – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{лэп}} + K_{\text{гпп}}$$

где  $K_{\text{лэп}}$  – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и выключатели, тыс. руб.;

$K_{\text{гпп}}$  – капиталовложения в ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели, тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс. руб.:

$$K_{\text{лэп}} = K_{\text{вл}} + K_{\text{в}}$$

$$K_{\text{вл}} = K_0 \cdot l$$

где  $K_0$  – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб/км, [5];

$l$  – длина воздушной линии, км

$$K_{B(\text{ГПП})} = K_Q \cdot n_Q$$

где  $K_Q$  – стоимость одного выключателя [5], тыс. руб.;

$n_Q$  – количество выключателей.

Суммарные ежегодные издержки в сравниваемых вариантах схем внешнего электроснабжения, тыс. руб/год:

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

где  $I_a$  – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

$I_o$  – расходы по обслуживанию, тыс. руб/год;

$I_{\text{пэ}}$  – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

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

Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора мощностью 63 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Трансформаторы работают отдельно. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 35 кВ (1-й вариант) и от шин трансформатора энергосистемы воздушной линией 110 кВ (2-й вариант)

Итогом технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат.

### 8.1 Первый вариант схемы электроснабжения(35кВ)

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 35кВ составляет 1400 тыс. руб. [5].

$$K_B = K_Q \cdot n_Q = 1400 \cdot 2 = 2800$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 35 кВ на стальных опорах с подвеской двух цепей и проводом марки АС300 составляет 1200 тыс. руб. [5].

$$K_{\text{ВЛ}} = n \cdot K_o \cdot l = 2 \cdot 1200 \cdot 4,5 = 10800$$

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		20

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}} = 10800 + 2800 = 13600$$

Стоимость трансформатора ТРДН-32000/35 составляет 7600 тыс. руб. [5].

$$K_{\text{T}} = K_0 \cdot n_{\text{T}} = 7600 \cdot 2 = 15200$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 35кВ составляет 1400 тыс. руб. [5].

$$K_{\text{В(ГПП)}} = K_Q \cdot n_Q = 1400 \cdot 2 = 2800$$

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{T}} + K_{\text{В(ГПП)}} = 13600 + 18000 = 31600$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 13600 + 18000 = 31600$$

Величину ежегодных издержек определяют в процентах от капитальных затрат по элементам схемы внешнего электроснабжения:

$$I_A = \sum_1^m \frac{a_i}{100} \cdot K_i,$$

где  $a_i$  - норматив амортизационных или эксплуатационных отчислений для  $i$ -го элемента схемы электроснабжения;

$K_i$  - капитальные затраты по  $i$ -му элементу схемы электроснабжения;

$m$  - число элементов схемы.

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

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{\text{ВЛ}} + I_a^{\text{В}} + I_a^{\text{T}} + I_a^{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{T}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,4}{100} \cdot 10800 + \frac{6,4}{100} \cdot 2800 + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot 15200 + \frac{6,4}{100} \cdot 2800 = 1590,4 \end{aligned}$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$I_o = I_o^{ВЛ} + I_o^B + I_o^T + I_o^{B(ГПП)} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_B + \frac{3,0}{100} \cdot K_T + \frac{3,0}{100} \cdot K_{B(ГПП)} = \frac{0,4}{100} \cdot 10800 + \frac{3,0}{100} \cdot 2800 + \frac{3,0}{100} \cdot 15200 + \frac{3,0}{100} \cdot 2800 = 667,2$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{n} = \frac{38081^2}{35^2} \cdot \frac{0,106 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3}}{2} = 282,34$$

где  $r_0$  – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;

$l$  – длина воздушной линии, км;

$n$  – количество параллельно подключенных цепей, шт.

При двухсменном графике работы годовое число часов использования максимума нагрузки  $T_m=4731$  ч.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right) \cdot T_{год},$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4731}{10^4} \right) \cdot 8760 = 3123,19 \text{ ч.}$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 282,34 \cdot 3123,19 = 881794,19$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{хх} \cdot T_{год} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{НОМ.T}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 30 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left( \frac{38081}{32000} \right)^2 \cdot 3123,19 = 846266,05 \end{aligned}$$

где  $\Delta P_{хх}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт [4];

$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [4].

ИЗ	Лис	№ докум.	Подп.	Да
----	-----	----------	-------	----

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{T}} = 881794,19 + 846266,05 = 1728060,24$$

Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$I_{\text{пз}} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 1728060,24 = 3456,12$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}} + I_{\text{о}} + I_{\text{пз}} = 1590,4 + 667,2 + 3456,12 = 5713,72$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.:

$$Z = p_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 31600 + 5713,72 = 9663,72$$

## 8.2 Второй вариант схемы электроснабжения(110кВ)

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 110кВ составляет 1600 тыс. руб. [5].

$$K_{\text{В}} = K_{\text{Q}} \cdot n_{\text{Q}} = 1600 \cdot 2 = 3200$$

Стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110 кВ на стальных опорах с подвеской двух цепей и проводом марки АС95 составляет 1050 тыс. руб. [5].

$$K_{\text{ВЛ}} = n \cdot K_{\text{O}} \cdot l = 2 \cdot 1050 \cdot 4,5 = 9450$$

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}} = 9450 + 3200 = 12650$$

Стоимость трансформатора ТРДН-32000/110 составляет 8600 тыс. руб. [5].

$$K_{\text{T}} = K_{\text{O}} \cdot n_{\text{T}} = 8600 \cdot 2 = 17200$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 35кВ составляет 1600 тыс. руб. [5].

$$K_{\text{В(ГПП)}} = K_{\text{Q}} \cdot n_{\text{Q}} = 1600 \cdot 2 = 3200$$

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	<i>Лис</i>
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Да</i>		23

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ГПП}} = K_{\text{T}} + K_{\text{В(ГПП)}} = 17200 + 3200 = 20400$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 12650 + 20400 = 33050$$

Величину ежегодных издержек определяют в процентах от капитальных затрат по элементам схемы внешнего электроснабжения:

$$I_A = \sum_1^m \frac{a_i}{100} \cdot K_i,$$

где  $a_i$  - норматив амортизационных или эксплуатационных отчислений для  $i$ -го элемента схемы электроснабжения;

$K_i$  - капитальные затраты по  $i$ -му элементу схемы электроснабжения;

$m$  - число элементов схемы.

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

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{\text{ВЛ}} + I_a^{\text{В}} + I_a^{\text{T}} + I_a^{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{T}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,4}{100} \cdot 9450 + \frac{6,4}{100} \cdot 3200 + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot 17200 + \frac{6,4}{100} \cdot 3200 = 1737,2 \end{aligned}$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_o &= I_o^{\text{ВЛ}} + I_o^{\text{В}} + I_o^{\text{T}} + I_o^{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{2,0}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\ &+ \frac{2,0}{100} \cdot K_{\text{T}} + \frac{2,0}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot 9450 + \frac{2,0}{100} \cdot 3200 + \\ &+ \frac{2,0}{100} \cdot 17200 + \frac{2,0}{100} \cdot 3200 = 509,8 \end{aligned}$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{S_{\text{р}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{n} = \frac{38081^2}{110^2} \cdot \frac{0,33 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3}}{2} = 88,9\%$$

где  $r_0$  – активное сопротивление 1 км воздушной линии, Ом/км;

									Лис	
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да	<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>					24



$l$  – длина воздушной линии, км;

$n$  – количество параллельно подключенных цепей, шт.

При двухсменном графике работы годовое число часов использования максимума нагрузки  $T_m=4731$  ч.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right) \cdot T_{год},$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4731}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3123,19 \text{ ч.}$$

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 88,99 \cdot 3123,19 = 277923,98$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{год} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{ном.Т}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 32 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 145 \cdot \left( \frac{38081}{32000} \right)^2 \cdot 3123,19 = 881306,05 \end{aligned}$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт [4];

$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [4].

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta \mathcal{E}_T = 277923,98 + 881306,05 = 1159230,04$$

Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$I_{пэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 1159230,04 = 2318,46$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{пэ} = 1737,2 + 509,8 + 2318,46 = 4565,46$$

Приведенные затраты по второму варианту, тыс. руб.:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 33050 + 4565,46 = 8696,71$$

Результаты расчета вариантов сведены в таблицу 5.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		25

Таблица 5

№ варианта	K <sub>Σ</sub> , тыс. руб./год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				З, тыс. руб./год
		I <sub>a</sub> , тыс. руб./год	I <sub>o</sub> , тыс. руб./год	I <sub>нэ</sub> , тыс. руб./год	I <sub>Σ</sub> , тыс. руб./год	
1 (35 кВ)	31600	1590	667	3456	5713	9663
2 (110 кВ)	33050	1737	510	2318	4565	8696

Вывод: предпочтение отдаем 2 варианту, в котором питание ГПП предприятия осуществляется по ВЛ от шин 110 кВ подстанции энергосистемы. Разница приведенных затрат сравниваемых вариантов составляет 12 %.

### 9 Картограмма электрических нагрузок

Картограммой нагрузок называют план, на котором изображена картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии.

Картограмма представляет собой размещение на генеральном плане предприятия окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам:

$$P_i = \pi * r_i^2 * m$$

где

r<sub>i</sub> – радиус окружности

m – масштаб для U < 1 кВ      m=1

U > 1 кВ      m=0,255

При построении картограммы нагрузок цехов центры окружностей совместим с центрами тяжести геометрических фигур, изображающих цеха.

Осветительную нагрузку покажем, как заштрихованную площадь от всей нагрузки на U < 1 кВ.

Координаты условного центра активных нагрузок определим по следующим формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) * x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}$$

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

Результаты расчета сведены в таблицу 6.

						Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да	<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	26

**Таблица 6. Расчет центра электрических нагрузок**

	Рр+Рр. о, кВт	Рр.О, кВт	г, мм	α, град	Х, м	У,м	(Рр+Рр. о)*х	(Рр+Рр.о)* у
<b>Потребители 0.4 кВ</b>								
1. Заводоуправление	365,56	117,56	10,8	116	52	283	19009	103453
2. Блок механических цехов №1	3170,64	370,64	31,8	42	150	135	475596	428036
3. Блок механических цехов №2	2401,43	161,43	27,7	24	150	351	360215	842902
4. Блок механических цехов №3	3373,76	223,76	32,8	24	280	135	944653	455458
5. Литейный цех а) 0.4 кВ	1783,53	103,53	23,8	21	280	351	499388	626019
7. Насосная	353,30	15,30	10,6	16	395	70	139554	24731
8. Газогенераторная	213,40	11,90	8,2	20	444	70	94750	14938
9. Кузнечный цех	1286,58	96,58	20,2	27	382	218	491474	280474
10. Термический цех №1	554,98	15,30	13,3	10	382	390	212002	216442
11. Термический цех №2	1299,13	19,13	20,3	5	390	325	506661	422217
12. Котельная	532,33	42,33	13,0	29	494	343	262971	182589
13. Склад	93,04	21,04	5,4	81	478	226	44473	21027
14. Электроремонтный цех	215,13	19,13	8,3	32	520	182	111868	39154
15. Столовая	258,84	42,84	9,1	60	52	143	13460	37014
16. Экспериментальная лаборатория	308,11	63,11	9,9	74	52	52	16022	16022
Освещение территории	198,56	198,56	8,0	360				
<b>ИТОГО ПО 0.4 кВ</b>	<b>16399</b>	<b>1512,54</b>					<b>4192094</b>	<b>3710477</b>
<b>Потребители 10 кВ</b>								
5. Литейный цех б) эл.дуг.печь 10т	12800,00	12,50	63,8	0,35	280	351	3584000	4492800
6. Компрессорная а) синх.дв 10кВ	2304,00	0,00	27,1	0,00	356	72	820224	165888
<b>ИТОГО ПО 10 кВ</b>	<b>15104</b>	<b>12,50</b>					<b>4404224</b>	<b>4658688</b>
<b>ИТОГО ПО ПРЕДПРИЯТИЮ</b>	<b>31503</b>						<b>8596318</b>	<b>8369165</b>

Центр электрических нагрузок с координатами:

$$X_0=273$$

$$Y_0=266$$

## 10 Выбор схемы ГПП

Выбор месторасположения, типа, мощность и другие параметров ГПП обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на генплане и в производственных помещениях предприятия, а также зависит от производственных, архитектурных, строительных и эксплуатационных требований. Важно, чтобы ГПП располагалось как можно ближе к центру питаемых ими нагрузок. Допускается смещение подстанций на некоторое расстояние от геометрического центра питаемых ею нагрузок в сторону ввода от энергосистемы.

ГПП выполняется двухтрансформаторными. При разработке схем коммутации ГПП необходимо стремиться к максимальному упрощению и применению минимума коммутационных аппаратов. Применим безшинную схему с глухим вводом проводов в трансформатор, линии трансформатора работают отдельно.

На вторичном напряжении ГПП применим схему с трансформаторами, имеющими расщепленную вторичную обмотку. Это позволяет уменьшить токи короткого замыкания и улучшить качество энергии. Потребители с продолжительным режимом работы, в том числе и нагрузка освещения, и потребители с резкопеременной нагрузкой подключаются к разным системам шин.

Основное оборудование на стороне первичного напряжения:

Силовой трансформатор, линейный разъединитель, отделитель и короткозамыкатель.

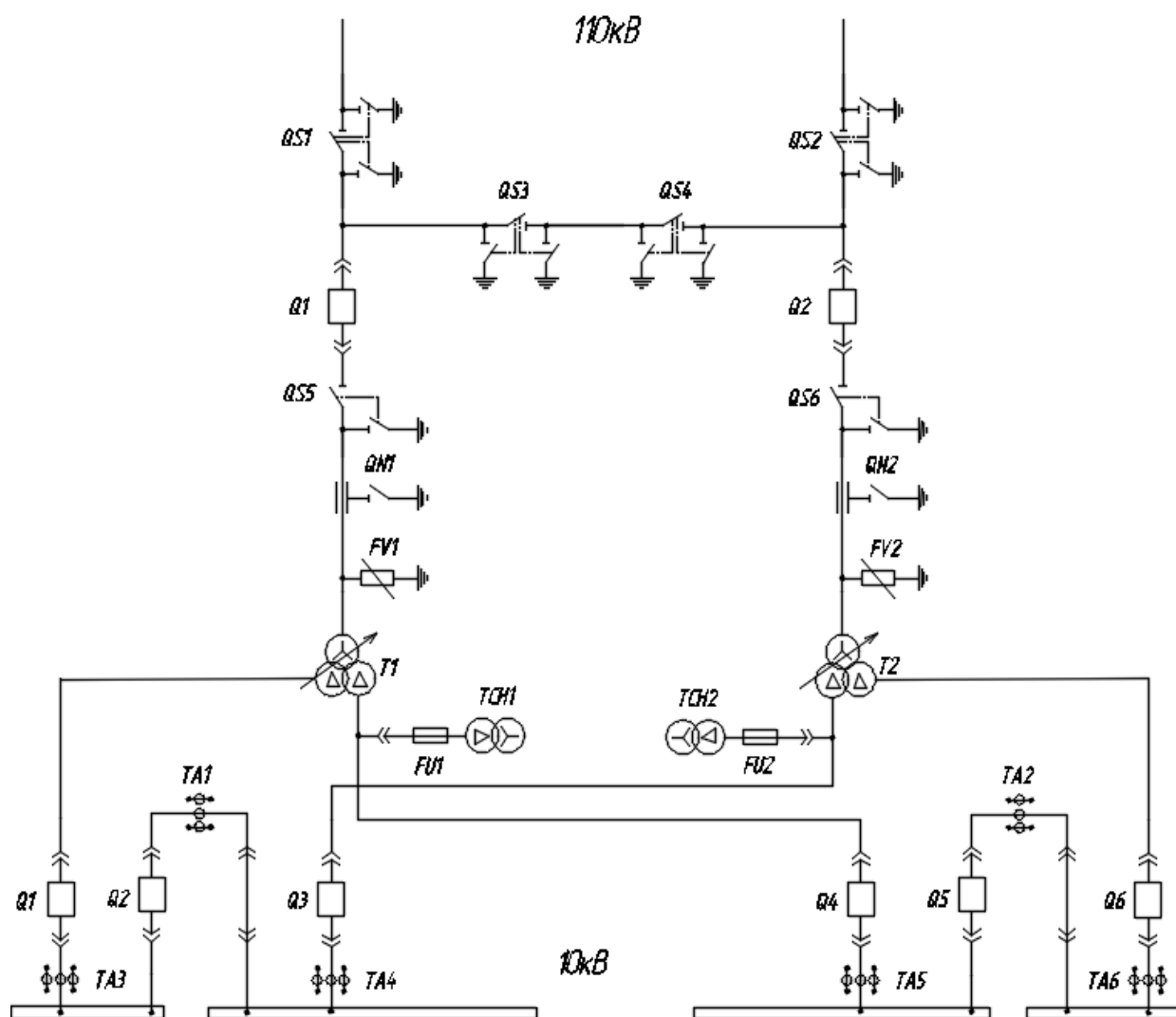
Для удобства ревизии и ремонта трансформаторов предусмотрена ремонтная переемычка на спуске проводов от ВЛ к трансформаторам. При нормальном режиме переемычка разомкнута. Схема позволяет присоединить оба трансформатора к одной линии. Также она дает возможность сохранить в работе трансформатор при устойчивом повреждении на его линии, совпавшим с ревизией второго трансформатора, питающегося по другой линии.

Распределительное устройство на стороне вторичного напряжения выполнено в виде комплектно-распределительного устройства (КРУ), с вакуумными выключателями. От двух трансформаторов от вторичных обмоток питается две секции шин, в нормальном режиме секции работают отдельно. На секционных выключателях КРУ предусмотрено АВР.

При разработке КРУ 10 кВ считаем, что в качестве линейных, вводных и межсекционного выключателя для всего РУ используются выключатели с одинаковым номинальным током отключения.

При разработке ГПП считаем, что применяемое оборудование РУ с одинаковыми номинальными токами отключения.

								<i>Лис</i>
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Да</i>		<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>		28



ИЗ	Лис	№ докум.	Подп.	Да
----	-----	----------	-------	----

## 11 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности  $\sigma_n$  нагрузки:

$$\sigma_n = S_p / F$$

где  $S_p$  - расчетная нагрузка цеха, кВ\*А;  $F$  - площадь цеха, м<sup>2</sup>.

При плотности нагрузки до  $\sigma_n=0,2$  кВ\*А/м<sup>2</sup> целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 кВ\*А и 1600кВ\*А, при плотности  $\sigma_n=0,2-0,5$  кВ\*А/м<sup>2</sup> - мощностью 1600кВ\*А. При плотности более 0,5 кВ\*А/м<sup>2</sup> - мощностью 1600кВ\*А или 2500кВ\*А.

Определим количество трансформаторов ТП для однотипных групп по следующей формуле:

$$N = \frac{P_p}{K_3 * S_{НОМТ}} + \Delta N$$

где  $P_{см}$  – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену;  $K_3$  – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, потребители 1ой категории  $K_3=0,75-0,8$ ; 2ой  $K_3 =0,8-0,9$ ; 3ей  $K_3 =0,9-1,0$ ;  $\Delta N$ - добавка до ближайшего целого числа.

### 11.1 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1000В.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть напряжением до 1000В, определяют по формуле:

$$Q_{maxT} = \sqrt{(N * K_3 * S_{НОМТ})^2 - P_{см}^2}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1000В составит:

$$Q_{нк1} = Q_P - Q_{maxT}$$

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да						30
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>										

Дополнительная мощность  $Q_{\text{нк2}}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_{\text{см}} - Q_{\text{нк1}} - \gamma * N * S_{\text{НОМТ}}$$

где  $\gamma$  - расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров  $K_{p1}$  и  $K_{p2}$  и схеме питания цеховой ТП.[1]

Суммарная мощность НБК цеха равна:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}}$$

Произведем расчет для заводоуправления:

Удельная плотность нагрузки:

$$\sigma := \frac{S_p}{F} = \frac{410}{922} = 0.445$$

Количество трансформаторов ТП для однотипных групп:

$$N_{\text{min}} := \frac{P_{\text{см}}}{|K_3 \cdot S_{\text{НОМТ}}|} = \frac{365.56}{0.95 \cdot 400} = 0.962$$

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть:

$$Q_{\text{maxt}} := \sqrt{|N \cdot K_3 \cdot S_{\text{НОМТ}}|^2 - P_{\text{см}}^2} = \sqrt{(0.95 \cdot 400)^2 - 365.56^2} = 103.759 \text{ кВар}$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{\text{нк1}} := Q_{\text{см}} - Q_{\text{maxt}} = 186 - 103.76 = 82.24 \text{ кВар}$$

Дополнительная мощность  $Q_{\text{нк2}}$  НБК:

$$Q_{\text{нк2}} := Q_{\text{см}} - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N \cdot S_{\text{НОМТ}} = 186 - 82.24 - 0.35 \cdot 400 = -36.24 \text{ кВар}$$

Так как  $Q_{\text{нк2}} < 0$ , то для данной группы трансформаторов реактивная мощность  $Q_{\text{нк2}}$  принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха равна:

						<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да			31

$$Q_{\text{нк}} := Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}} = 82.2 + 0 = 82.2 \text{ кВар}$$

По аналогии определяем количество и типы трансформаторов ТП, а также мощность НБК для других цехов.

Результаты расчетов сведем в таблицу 7 и 8.

Таблица 7

№ ТП	Наименование цеха	S <sub>р</sub> , кВА	Категория ЭП	Тип трансформатора	кол-во
1	Заводоуправление	410,15	3	ТМФ-400/6-10	1
2	Блок механических цехов №1	3803,02	2	ТМФ-2500/6-10	2
3	Блок механических цехов №2	2930,75	2	ТМФ-2500/6-10	2
4	Блок механических цехов №3	4118,7	2	ТМФ-2500/6-10	2
5	Литейный цех	2183,71	1	ТМФ-1600/6-10	2
7	Насосная	434,84	1	ТМФ-250/6-10	2
8	Газогенераторная	296,31	1	ТМФ-250/6-10	2
9	Кузнечный цех	1565,84	2	ТМФ-1000/6-10	2
10	Термический цех №1	781,76	1	ТМФ-630/6-10	2
11	Термический цех №2	1842,01	1	ТМФ-1600/6-10	2
12	Котельная	646,86	2	ТМФ-400/6-10	2
13	Склад	118,54	3	ТМФ-250/6-10	1
14	Электроремонтный цех	260,55	2	ТМФ-250/6-10	2
15	Столовая	305,36	3	ТМФ-400/6-10	1
16	Экспериментальная лаборатория	396,75	3	ТМФ-400/6-10	1



Если в расчетах окажется, что  $Q_{\text{НБК}1} < 0$ , то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая  $Q_{\text{НБК}1}$  будет равна нулю).

Таблица 8

№ ТП	$Q_{\text{макс.}}^T$	$Q_{\text{НК}1}$	$Q_{\text{НК}2}$	$Q_{\text{НБК}}$	$Q_{\text{НБК.факт}}$	Кол-во	Тип НБК
ЦТП1	103,8	82,2	-36,2	82,2	80	1 1	УКМ 58-04-20-10УЗ УКМ 58-04-30-10УЗ
ЦТП2	2830,1	-730,1	1930,1	-	-	-	-
ЦТП3	3506,5	-1826,5	2606,5	-	-	-	-
ЦТП4	2584,6	-222,1	1684,6	-	-	-	-
ЦТП5	1605,9	-345,9	965,9	-	-	-	-
ЦТП7	236,2	17,3	61,2	78,5	80	1 1	УКМ 58-04-50-10УЗ УКМ 58-04-30-10УЗ
ЦТП8	367,5	-162	192,5	-	-	-	-
ЦТП9	1111,2	-218,7	551,2	-	-	-	-
ЦТП10	764,9	-214,3	412,1	-	-	-	-
ЦТП11	2018	-712,1	1378	-	-	-	-
ЦТП12	423,1	-55,6	143,1	-	-	-	-
ЦТП13	218,5	-145,1	131	-	-	-	-
ЦТП14	366,5	-219,5	191,5	-	-	-	-
ЦТП15	278,2	-116,2	138,2	-	-	-	-
ЦТП16	222,4	27,5	82,4	110	112	1	УКМ 58-04-112-37,5УЗ

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

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить все предприятие как узел сети 6 – 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и несколько источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6 – 10 кВ, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 6 – 10 кВ предприятия имеет вид:

$$Q_{\text{р}\Sigma} - Q_{\text{сд}} + Q_{\text{п}} + \Delta Q_{\text{ц}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} - Q_{\text{ВБК}} = 0$$

где  $Q_{\text{сд}\Sigma}$  – суммарная реактивная мощность вырабатываемая синхронными двигателями, квар.;  $Q_{\text{п}}$  – реактивная мощность потребляемая эл.дуговой печью;  $\Delta Q_{\text{ц}}$  – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		33

Реактивная мощность вырабатываемая синхронными двигателями, квар:

$$Q_{сд} := P_{номсд} \cdot K_{сд} \cdot tg\varphi = 2304 \cdot 0.8 \cdot 0.75 = 1382.4$$

Реактивная мощность потребляемая эл.дуговой печью, квар:

$$Q_{п} := P_{номп} \cdot K_{п} \cdot tg\varphi = 16000 \cdot 0.8 \cdot 0.75 = 9600$$

Потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, квар:

$$\Delta Q_{ц} := 0.1 \cdot P = 0.1 \cdot 31503 = 3150.3$$

Реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой, квар:

$$Q_{э} := K_{нс.в} \cdot P = 0.9 \cdot 31503 = 28352.7$$

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

$$Q_{ВБК} = Q_{р\Sigma} - Q_{сд\Sigma} + Q_{п} + \Delta Q_{цт} - Q_{э} - Q_{НБК} = \\ = 21396 - 1382,4 - 9600 + 3150,3 - 28352,7 - 272 = 4139,2$$

Устанавливаем УКР 57-10,5-1000-200 УЗ, по 1 на каждую секцию шин.

## 12 Выбор сечения кабельных линий

Марка кабеля способ прокладки кабеля выбираются в соответствии с характеристикой производственных помещений.

Выбор сечения кабеля производится по экономической плотности тока и нагреву в нормальном и послеаварийных режимах. При выборе сечения по экономической плотности тока должно приниматься ближайшее меньшее стандартное по отношению к расчетному. При выборе сечения по нагреву следует брать ближайшее большее сечение.

Для кабельных линий, прокладываемых в земле, должна применяться преимущественно бронированные кабели с алюминиевыми оболочками, с внешним покровом для защиты от химических воздействий.

При смешанной прокладке (земля – кабельное сооружение или производственное помещение) рекомендуется применение тех же марок, что и для прокладки в земле, но без горючих защитных покровов.

Сечение жил кабелей должны выбираются в зависимости от ряда факторов:

- нагрев от длительного выделения тепла расчетным током;
- нагрев от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания;
- потери (падения) напряжения в жилах кабеля от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах.

							<i>Лис</i>
						<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	
<b>Из</b>	<b>Лис</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Да</b>			<b>34</b>

Расчетный ток определим по формуле:

$$I_p = S_p / n \sqrt{3} U_{\text{ном}}$$

где

$I_p$  – расчетный ток, А;

$S_p$  – полная расчетная мощность, кВА;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ.

$n$  – количество кабелей.

Расчетный ток в послеаварийном режиме определим по формуле:

$$I_{\text{рпав}} = S_p / \frac{n}{2} \sqrt{3} U_{\text{ном}}$$

Произведем выбор сечения кабеля по экономической плотности тока по следующей формуле:

$$S_{\text{э}} = I_p / j_{\text{э}}$$

где

$S_{\text{э}}$  – экономическое сечение жил кабеля, мм<sup>2</sup>;

$I_p$  – расчетный ток, А;

$j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока неизолированных алюминиевых жил кабеля шин равна 1,2 А/мм<sup>2</sup> [1].

Для бесперебойного питания потребителей 1ой и 2ой категории принимаем минимум две параллельно положенные в траншее кабельные линии.

Выбираемое сечение должно быть больше расчетного, выбирают сечение, допускающее ближайший больший или одинаковый ток по сравнению с расчетным.

Необходимо проверить, выбранные сечения кабельных линий по допустимой потере напряжения, по допустимому нагреву.

Проверим выбранное сечение провода по допустимой потере напряжения  $\Delta U$ , % по следующей формуле:

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

где

$L$  – длина кабельной линии, км;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, В;

$I_p$  – расчетный ток, А.

$r_0, x_0$  – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии, Ом/км.

Для силовых линий допустимые потери напряжения составляют 5%.  
Выбор сделан правильно если соблюдены следующее условие:

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

Согласно таблицы сопротивления и проводимости кабельных линий напряжением 6-10 кВ [3] необходимо определить удельные сопротивления кабельных линий при 20 °С в зависимости от сечения жил.

Согласно таблицы по техническим характеристикам кабелей [4] необходимо выбрать тип кабеля для питания РП (распределительных пунктов) и КТП цехов, проектируемого завода.

Проверяем выбранное сечение по допустимому нагреву, учитывая допустимую нагрузку в послеаварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6ч), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. Допустимая перегрузка  $K_3=1,25$ . [1]

Коэффициент  $K_2$  снижения токовой нагрузки принимаем по табл. 4.4 [1]. Коэффициент  $K_1$  принимаем равным 1, считая, что температура соответствует расчетной температуре среды.

Допустимый ток кабельных линий:

$$K_1 * K_2 * K_3 * I_{\text{доп}} \geq I_{\text{пав}}$$

Произведем расчет для линии ГПП-Литейный цех:

Расчетный ток в нормальном и в послеаварийном режиме:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{21524,61}{\sqrt{3} * 10} = 1242,7 \text{ А}$$

Так как  $S_{\text{МАХ}}=240 \text{ мм}^2$ , то примем примерно количество кабелей (кратно 2) 8шт..

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{21524,61}{8 * \sqrt{3} * 10} = 155,34 \text{ А}$$

$$I_{\text{пав}} = \frac{S_p}{\frac{n}{2}\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{21524,6}{4 * \sqrt{3} * 10} = 310,7 \text{ А}$$

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да						36
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>										

Выбор сечения кабеля по экономической плотности тока:

$$S_э = \frac{I_p}{J_э} = 155,34/129,45 \text{ мм}^2$$

Выбираем стандартное сечение жил кабельных линий  $S=150 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}}=275$   
А.

Допустимый ток кабельных линий:

$$K_1 * K_2 * K_3 * I_{\text{доп}} \geq I_{p\text{пав}}$$

$$1*0,85*1,25*275 \geq 310,7$$

$$292 \leq 310,7$$

По допустимому току данный кабель не подходит, выберем следующее сечение  $S=185 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}}=310$  А.

$$1*0,85*1,25*310 \geq 310,7$$

$$329 \geq 310,7$$

Значение сечения выбрано, верно.

Определим потери напряжения в нормальном и послеаварийном режиме:

$$\Delta U := \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r \cdot \cos\phi + x \cdot \sin\phi) = \sqrt{3} \cdot 155,34 \cdot 0,1 \cdot (0,2 \cdot 0,8 + 0,1 \cdot 0,6) = 6,4 \text{ В}$$

$$\Delta U_{\text{па}} := \sqrt{3} \cdot I_{\text{па}} \cdot l \cdot (r \cdot \cos\phi + x \cdot \sin\phi) = \sqrt{3} \cdot 310,7 \cdot 0,1 \cdot (0,2 \cdot 0,8 + 0,1 \cdot 0,6) = 12,8 \text{ В}$$

Из расчетов видно, что потери напряжения незначительны.

Результаты расчетов кабельных линий, выбор марки и сечения кабельных линий сведены в таблицу 9.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		37

Таблица 9

Линии	$S_p$ , кВА п	п	$I_p$ , А	$S_{пр}$ , мм <sup>2</sup>	$\Delta U$ , В	$S$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$	$\geq I_{pmax}$	Тип кабеля
<b>Потребители 10 кВ</b>									
ГПП-Литейный цех	6226,72	2	179,75	150	0,074	150	365	356	ААБл 3х150
Литейный цех -Блок механических цехов №2	4043,01	2	116,71	97	0,057	95	233	228	ААБл 3х95
Блок механических цехов №2- Заводоуправление	1112,26	1	64,22	54	0,142	35	144	128	ААБл 3х35
ГПП-Кузнечный цех	9487,56	4	136,94	114	0,012 7	150	299	274	ААБл 3х150
Кузнечный цех-Блок механических цехов №3	7921,72	4	114,34	95	0,040	120	261	229	ААБл 3х120
Блок механических цехов №3-Блок механических цехов №1	3803,02	2	109,78	91	0,065	95	231	220	ААБл 3х95
ГПП-Компрессорная	2304,00	2	66,51	55	0,099	50	158	133	ААБл 3х50
ГПП-Котельная	1025,95	2	29,62	25	0,132	35	169	59	ААБл 3х35
ГПП-Термический цех 1	781,76	2	22,57	19	0,756	35	163	45	ААБл 3х35
ГПП-Термический цех 2	1842,01	2	53,17	44	0,156	50	196	106	ААБл 3х50
ГПП-Насосная	434,84	2	12,55	10	0,777	16	82	35	АВВГ 3х16
ГПП- Газогенераторная	296,31	2	9,55	8	0,929	16	84	23	АВВГ 3х16
ГПП- Эл.дуговая печь	16000	6	153,96	128	0,777	185	329	308	ААБл 3х185
<b>Потребители 0,4 кВ</b>									
Заводоуправление- Столовая	305,36	3	146,92	122	1,473	120	338	294	ААБл 3х120
Заводоуправление- Экспериментальная лаборатория	396,75	3	190,89	159	2,64	185	428	382	ААБл 3х185
Котельная-Склад	118,54	1	171,10	143	0,681	150	419	342	ААБл 3х150
Котельная- Электроремонтный цех	260,55	2	188,04	157	1,145	185	428	376	ААБл 3х185

### 13 Расчет токов короткого замыкания

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

Для расчетов токов КЗ необходимо иметь следующие данные:

- мощность источников питания;
- количество источников питания;
- принципиальную схему электрических соединений подстанции;
- параметры элементов электрических сетей, по которым определяются их сопротивления: сечение ВЛ, тип трансформатора и т.д.

При расчете токов КЗ, согласно ПУЭ, необходимо исходить из следующего:

- все источники, участвующие в питании точки КЗ работают одновременно с номинальной нагрузкой;
- все синхронные машины имеют автоматические регуляторы напряжения и устройства форсировки, возбуждения;
- КЗ наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение;
- электродвижущие силы всех источников питания совпадают по фазе;
- расчетное напряжение каждой ступени принимается на 5% больше номинального напряжения сети.

Целью расчетов токов КЗ является определение следующих величин:

- $I_{t=0}$  – начальное значение периодической слагающей тока КЗ;
- $i_{уд}$  – ударный ток КЗ, необходимый для проверки электрических аппаратов, шин, изоляторов и трансформаторов тока на электродинамическую устойчивость;
- $S_{t=0,2}$  – мощность короткого замыкания для времени  $t = 0,02$  с определяется для проверки выключателей по предельно допустимой отключаемой мощности.

Для расчета токов КЗ составим расчетную схему и схему замещения. Расчетная схема составим в однолинейном изображении: в нее введем все источники, участвующие в питании места КЗ, и все элементы системы электроснабжения, расположенные между ними и местом КЗ.

На основе расчетной схемы составим электрическую схему замещения, где трансформаторные связи заменим электрическими, а элементы системы электроснабжения представим сопротивлениями, приведенными к базисным условиям.

Для определения токов КЗ на расчетной схеме наметим характерные точки КЗ, в которой токи имеют максимальные значения.

									Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да					39
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>									

Выбираем базисные величины мощности и напряжения:

За базисную мощность принимаем условную единицу мощности  $S_{\sigma} = 100$  МВА.

В качестве базисного напряжения принимаем среднее напряжение той ступени, на которой имеет место КЗ:  $U_{\sigma 1} = 110$  кВ,  $U_{\sigma 2} = 6,3$  кВ.

Рассчитаем базисный ток по следующей формуле:

$$I_{\sigma} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}}$$

где

$I_{\sigma i}$  – базисный ток  $i$ -ой точки;

$S_{\sigma}$  – базисная мощность;

$U_{\sigma i}$  – базисное напряжение  $i$ -ой точки.

Линии напряжением до 220 кВ длиной менее 150 км входят в схему замещения как реактивное сопротивление и активное сопротивление, относительное значение которого:

$$x_{Л} := x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}$$

$$r_{Л} := r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}$$

где

$r_{вл}$ ,  $x_{вл}$  – активное и реактивное сопротивление воздушной линии;

$x_0$  – удельное реактивное сопротивление воздушной линии.

$r_0$  – удельное активное сопротивление воздушной линии.

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_{Т} := \frac{u_{КТ} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{НОМТ}}$$

Активное и реактивное сопротивление точек КЗ определяется соответственно суммой активных и реактивных сопротивлений. Если условие  $r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3$  выполняется, то в расчетах учитывается только реактивные сопротивления, если нет то оба сопротивления.

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да						40
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>										



Ток короткого замыкания в рассматриваемых точках определяется по формуле:

$$I_{\infty} = \frac{I_6}{Z_{\Sigma}}$$

Ударный ток в точках короткого замыкания определяем по следующей формуле:

$$i_{yi} = k_y \sqrt{2} I_{\infty i}$$

где

$i_{yi}$  – ударный ток  $i$ -ой точки;

$k_y$  – ударный коэффициент, определяемый по кривой [1], в зависимости от отношения  $x_{\Sigma}/r_{\Sigma}$

Мощность КЗ определяется по следующей формуле:

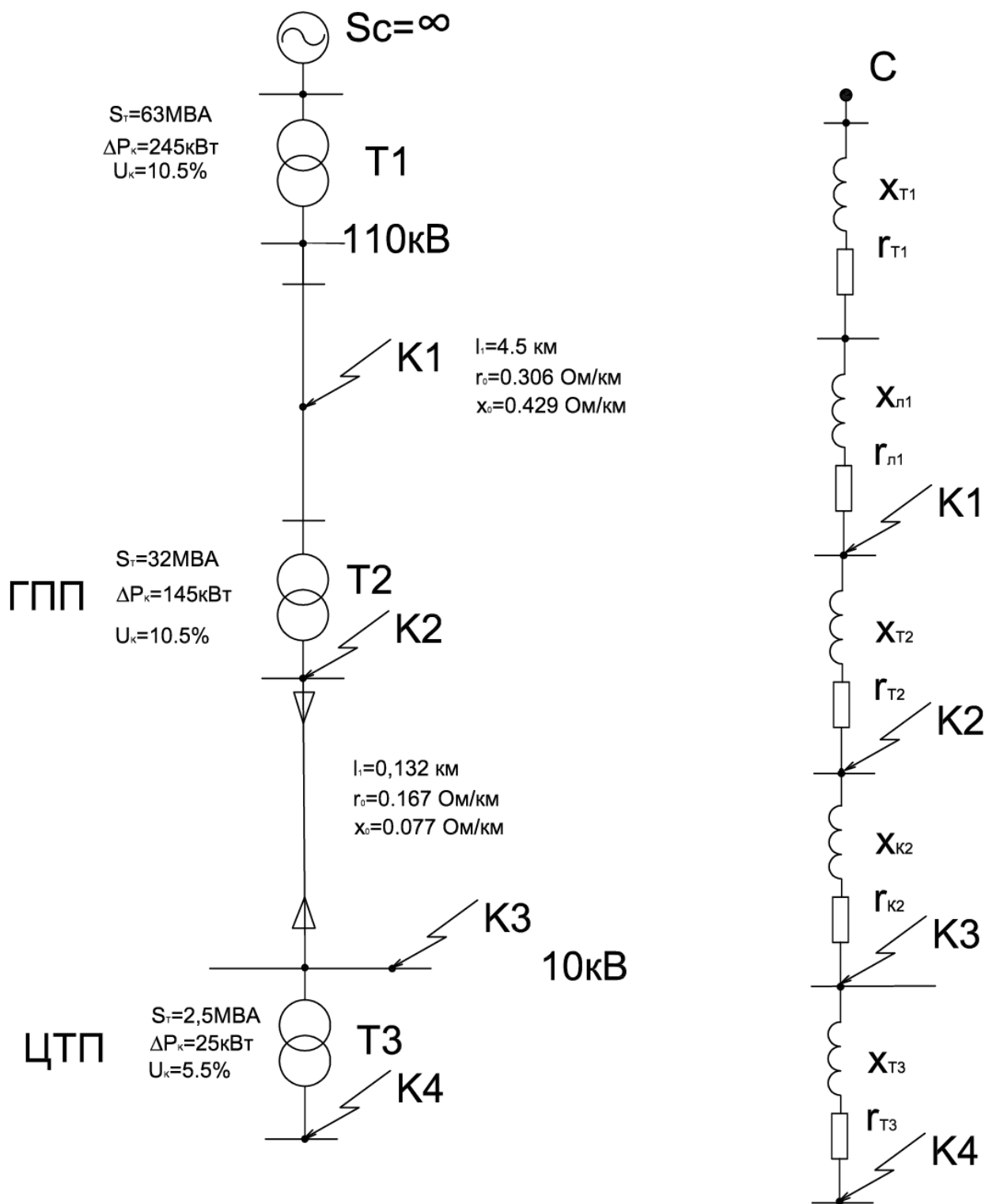
$$S_{кз} = \sqrt{3} U_{бi} I_{\infty}$$

где

$S_{кз}$  – мощность КЗ  $i$ -ой точки.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		41

Рисунок 2



ИЗ	Лис	№ докум.	Подп.	Да
----	-----	----------	-------	----

БР-13.03.02.07 ПЗ

Лис

42

Расчет производился в программе MathCad 15 и представлен в Приложении А. Результаты сведены в таблицу 10.

Таблица 10

Номер схемы	Номер точки КЗ	Ток КЗ, кА	
		$I_{по}=I_{пт}=I_{\infty}$	$i_{уд}$
Рис 2.	1	2.77	7.25
	2	10.79	29.31
	3	10.60	27.44
	4	14.26	20.16

#### 14 Выбор электрических аппаратов сборных шин и изоляторов выше 1000 В. Выбор аппаратов ОРУ 110 кВ

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах: длительном, перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинальной) и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов и других устройств электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Для выбора выключателей, предохранителей и выключателей нагрузки добавляется условие выбора их по отключающей способности.

При выборе аппаратов и параметров токоведущих устройств следует учитывать места установки (в помещении или на открытом воздухе), температуру окружающей среды, ее влажность и загрязненность, и высоту установки аппаратов над уровнем моря.

## 14.1 Разъединители, короткозамыкатели и выключатели

Разъединители, короткозамыкатели и выключатели выбирают:

1. По номинальному напряжению.
2. По номинальному длительному току. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется.

$$I_{110} := \frac{S_{тр} \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{32000 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 335.91 \text{ А}$$

$$I_{10} := \frac{S_{тр} \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{32000 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2586.53 \text{ А}$$

3. По отключающей способности.

Проверяют:

1. По электродинамической устойчивости к токам КЗ, действующему и амплитудному значению тока.
2. По термической устойчивости к токам КЗ.

Разъединители не проверяют на отключающую способность. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току и отключающей способности не требуется, так же не проверяют по действующему значению тока. Отделители не выбирают по отключающей способности.

Данные по выбору и проверки выключателей, разъединителей, короткозамыкателей ОРУ 110 кВ сведем в таблицу 11 и 12.

Таблица 11

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные дан-ные
			<b>ВГТ-110-40/3150</b>
По номинальному напряжению	$U_n \geq U_{вст}$	110	110
По номинальному току, А	$I_n \geq I_p$	335,91	3150
По отключающей способности, кА	$I_{н.откл} \geq I_{\infty}$	10,79	40
Электродинамическая стойкость по дейст. значению тока, кА	$I_{пр.с} \geq I''$	10,79	40
Электродинамическая стойкость по ампл. значению тока, кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$	29,31	102
По предельному току термической стойкости, кА	$I_{пр.т}^2 t_T \geq I_{\infty}^2 t_T$	18,05	4800

Таблица 12

Условия выбора		Расчет. данные	Каталожные данные	
			РГДЗ (1)2-110/100 УХЛ1	КЗ-110
По номинальному напряжению,кВ	$U_n \geq U_{уст}$	110	110	110
По номинальному току,А	$I_n \geq I_p$	335,91	1000	-
По отключающей способности,кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$	10,79	-	-
Электродинамическая стойкость по дейст.значению тока,кА	$I_{пр.с} \geq I''$	10,79	31,5	-
Электродинамическая стойкость по ампл.значению тока,кА	$i_{пр.с} \geq i_{уд}$	29,31	80	51
По предельному току термической стойкости,кА*с <sup>2</sup>	$I_{пр.т}^2 t_T \geq I_{\infty t_T}^2$	18,05	2976	1200

### 14.2 Защита от перенапряжений

Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока выберем ограничитель перенапряжений по номинальному напряжению.

Данные по выбору и проверки разрядников приведены в таблице 13.

Таблица 13

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
			ОПН-110
По номинальному напряжению, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	110	110 кВ

### 14.3 Выбор изоляторов

На воздушных вводах 110 кВ и выше применяют подвесные изоляторы.

Подвесные изоляторы выбираем:

1. По номинальному напряжению.
2. По допустимой нагрузке.

Минимальное количество изоляторов в гирлянде для напряжения 110 кВ, а также их тип определяется согласно ПУЭ [3]. Примем ПС-16Б с количеством в гирлянде, на основании выше изложенного – 6.

Данные по выбору и проверки изоляторов приведены в таблице 14.

Таблица 14

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
			ПС-16Б
По номинальному напряжению, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	110	110
По допустимой нагрузке, Н	$F \geq F_{расч}$	5000	16000

### 15 Выбор аппаратов КРУ, ТП, КТП 10 кВ

Комплектные распределительные устройства внутренней установки 10 кВ предназначены для работы в закрытых помещениях. Выбор КРУ произведем по сравнению номинальных параметров с расчетными данными.

Данные по выбранным КРУ сведем в таблицу 15.

Таблица 15

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
			К-XXVI
По номинальному напряжению, кВ	$U_n \geq U_{уст}$	10	10
По номинальному току сборных шин, А	$I_n \geq I_p$	2586,53	3150
По номинальному току шкафов, А	$I_n \geq I_p$	1456	1600
		1224	1600
		132	630
		382	630
По отключающей способности, кА	$I_{н.откл} \geq I_{\infty}$	10,79	20
По номинальному току электродинамической стойкости, кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$	29,31	51
По предельному току термической стойкости, кА	$I^2_{пр.т} t_T \geq I^2_{\infty} t_T$	23,28	1200

Тип выключателя применяемого для данного шкафа КРУ – ВВУ-СЭЩ.

## 15.1 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Выбор выключателей выше 1000 В выбирают по номинальным параметрам, роду установки типу и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах короткого замыкания.

Данные по выбранным выключателям сведем в таблицу 16.

Таблица 16

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные дан-ные
			<b>ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000(1600)</b>
По номинальному напряжению	$U_n \geq U_{уст}$	10	10
По номинальному току, А	$I_n \geq I_p$	1456	1600
		382	1000
По отключающей способности, кА	$I_{н.откл} \geq I_\infty$	10,79	20
По номинальному току электродинамической стойкости, кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$	29,31	50
По предельному току термической стойкости, кА	$I^2_{пр.т} t_T \geq I^2_{\infty} t_T$	23,28	1200

\* **ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000(1600)**– выключатель вакуумный с пружинно-моторным приводом.

В закрытых распределительных устройствах напряжением 10 кВ в качестве шин используют полосы из алюминия.

## 15.2 Выбор шин

Сечение шин выбирают:

1. По нагреву(по допустимому току)

Проверяют:

1. На термическую устойчивость
2. На электродинамическую устойчивость.

По допустимому току выбираем двух полосные шины 120×8 выполненные из алюминия.

Длительно допустимый ток для прямоугольных шин, А:

$$I_d = k_1 k_2 I_{дн} = 0,95 * 0,816 * 2650 = 2160 > I_{раб.маx}$$

где

$$I_{раб.маx} = S_p / \sqrt{3} U_n = 32000 / \sqrt{3} * 10 = 1847,5 \text{ А}$$

					<b>Лис</b>
<b>ИЗ</b>	<b>Лис</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Да</b>	<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>
					<b>47</b>

$I_{\text{дн}}$  – допустимый номинальный ток, для двухполюсных шин 120×8, согласно [1] принимаем равным 2650 А;

$k_1$  – поправочный коэффициент учитывающий положение шин, если шины лежат плашмя, принимаем согласно [1] равным 0,95;

$k_2$  – поправочный коэффициент учитывающий температуру окружающей среды для  $t=40$  °С:

$$k := \sqrt{\frac{70 - t}{45}} = 0.816$$

Минимальное сечение шин по термической стойкости определим по формуле:

$$S_{\text{ТС}} := \alpha \cdot I \cdot \sqrt{t_{\text{П}}} = 11 \cdot 10 \cdot 79 \cdot \sqrt{1.25} = 132.699 \text{ мм}^2$$

где

$\alpha$  – коэффициент термической стойкости, определяемый в зависимости от материала шин [1], равный 11 для алюминиевых шин.

Механическое напряжение в двухполосных шинах определим по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} := \frac{F \cdot 1 \cdot 10^{-6}}{8 \cdot W}$$

где

$F$  – расчетное усилие от динамического воздействия тока короткого замыкания, определяемого по формуле:

$$F_{\text{расч}} := \frac{\left| 1.76 \cdot k_{\text{ф}} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot 1 \cdot 10^{-1} \right|}{a} = \frac{1.76 \cdot 29.31^2 \cdot 1.500 \cdot 10^{-1}}{0.500} = 453.59 \text{ Н}$$

$W$  – момент сопротивления для шин установленных в одной вертикальной плоскости плашмя, определяемого по следующей формуле :

$$W_{\text{расч}} := \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{0.016^2 \cdot 0.120}{6} = 5.12 \times 10^{-6}$$

$l$  – длина пролета между изоляторами принимаем равным 0.15 м [4];

Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да

**БР-13.03.02.07 ПЗ**

Лис

48



- $l_{\Pi}$  - расстояние между прокладками многополосного пакета шин, определяемое по формуле (61).  
 $a$  – расстояние между шинами принимаемое равным 0.5 м [4];  
 $b$  – толщина одной полосы;  
 $h$  – высота шины.

$$\sigma_{\text{расч}} := \frac{F \cdot 10^{-6}}{8 \cdot W} = \frac{453.592 \cdot 1.5 \cdot 10^{-6}}{8 \cdot 5.12 \times 10^{-6}} = 16.611 \text{ МПа}$$

Условие электродинамической устойчивости:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

По [3]  $\sigma_{\text{доп}}=70$   $70 > 16.61$ , значит двух полосная шина сечением 120\*8 по электродинамической устойчивости подходит.

Данные по выбору и проверки шин сведем в таблицу 17.

Таблица 17

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
По длительно допустимому току, А	$I_{\text{д}} \geq I_{\text{рmax}}$	1847,5	2650
По механическому напряжению шин, МПа	$\delta_{\text{доп}} \geq \delta_{\text{расч}}$	16,61	70
По термической стойкости сечения шин, мм <sup>2</sup>	$S_{\text{тс}} \geq S$	132,7	1920

### 15.3 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы выбираем:

1. По номинальному напряжению.
2. По номинальному току(для проходного изолятора):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

$$1847 \leq 2000.$$

3. По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр};$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор,  
 $F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора,  
 $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Расчетная сила, действующая на изолятор, Н:

$$F_{расч} := \sqrt{3} \frac{(i_{уд} \cdot 10^3)^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7}}{a} = \sqrt{3} \cdot \frac{(29.31 \cdot 10^3)^2 \cdot 1.5 \cdot 10^{-7}}{0.5} = 446.39$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н.}$$

$$446 < 2400$$

Поскольку условие выполняется, то опорно-стержневой изолятор выбран верно.

Данные по выбору и проверки изоляторов приведены в таблице 18.

Таблица 18

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные	
			ИОСК – 4/10 I УХЛ	ИП-10/2000-3000У
По номинальному напряжению	$U_n \geq U_{уст}$	10	10	10
По номинальному току, А	$I_{ном} \geq I_{max}$	1847	-	2000
По допустимой нагрузке, Н	$F \geq F_{расч}$	446	2400	1800

\* **ИОСК – 4/10 I УХЛ** - опорные стержневые полимерные изоляторы наружной установки с кремнийорганической защитной оболочкой, предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах.

\* **ИПУ-10/2000-7,5 УХЛ**- проходной изолятор, предназначен для проведения и изоляции токоведущих частей закрытых распределительных устройств.

## 15.4 Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ

Предохранитель – аппарат, предназначенный для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Отключение цепи предохранителем осуществляется путём расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим по ней током защищаемой цепи. После отключения цепи плавкая вставка должна быть заменена вручную.

На напряжение 10 кВ понижающих цеховых ТП устанавливаем для защиты трансформаторов напряжения -предохранители ПКТ.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- 2) Номинальный ток  $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$ ;
- 3) Отключающая способность  $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$ ;
- 4) Номинальный ток плавкой вставки  $I_{в.ном}$

Токи работы трансформаторов 250,400,1600,2500 кВА, А:

$$I_1 := \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14.4$$

$$I_2 := \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23.1$$

$$I_3 := \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92.4$$

$$I_4 := \frac{S_4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144.3$$

Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора, А:

$$I_{в.ном} \geq 2 \cdot I_{номВН} = 2 \cdot 14,4 = 28,8$$

$$I_{в.ном} \geq 2 \cdot I_{номВН} = 2 \cdot 23,1 = 46,2$$

$$I_{в.ном} \geq 2 \cdot I_{номВН} = 2 \cdot 92,4 = 184,8$$

$$I_{в.ном} \geq 2 \cdot I_{номВН} = 2 \cdot 144,3 = 288,6$$

Выбираем предохранитель ПКТ1-10-\*\*\*-20У3.

Данные по выбору предохранителей приведены в таблице 19.

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да						51

**БР-13.03.02.07 ПЗ**

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Плавкий предохранитель ПКТ1-10-***-20УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 14,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 31,5 \text{ А}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 23,1 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 92,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 144,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 315 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{отк.ном}$	$I_{nt} = 14,26 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$

### 15.5 Выбор автоматических выключателей 0,4кВ

Автоматический воздушный выключатель предназначен для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках, для оперативных включений и отключений электрических цепей на напряжение до 1000 В.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- 1) Напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- 2) Условию длительного нагрева  $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$ ;
- 3) Току отключения автомата  $I_{nt} \leq I_{отк.ном}$ ;

Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются и по термической стойкости проверяются только селективные автоматы.

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_1 := \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 360.8$$

$$I_2 := \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 577.4$$

$$I_3 := \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 2309.4$$

$$I_4 := \frac{S_4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 3608.4$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}} = 1,4 \cdot 360,84 = 505,18$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}} = 1,4 \cdot 577,35 = 789,29$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}} = 1,4 \cdot 2309,4 = 3133,16$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}} = 1,4 \cdot 3608,44 = 4851,81$$

Выбираем автоматический выключатель ВА-СЭЩ-ЛВА-16 для трансформаторов мощностью 250,400 кВа; ВА-СЭЩ-ЛВА-32 для 1600 кВ; ВА-СЭЩ-ЛВА-50 для 2500 кВа.

Данные по выбору и проверки выключателей приведены в таблице 20.

Таблица 20

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВА-СЭЩ-ЛВА
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 505,18 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 789,29 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 3133,16 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ А}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 4851,81 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{нт}} = 14,26 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 85 \text{ кА}$

## 15.6 Выбор трансформаторов тока

На ВН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Подсчет нагрузок трансформаторов тока на ВН и НН в цепи силового трансформатора приведены в таблицах 21 и 22.

Таблица 21

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д304
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Итого:	3,5	2,4	3,5	

Таблица 22

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,6		0,6	Д304Б
Итого:	3,5	2,4	3,5	

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{ВН} = 3,5$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{НН} = 3,5$$

Сопrotивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{ВН}}{I_2^2} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{HH}}{I_2^2} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14$$

где  $I_2$  – вторичный номинальный ток.

### 15.6.1 Выбор ТТ на стороне ВН

На стороне ВН принимаем ТВТ-110-I-600/5.

$$I_{\text{раб.макс}} = 335,91$$

Вторичная нагрузка трансформатора

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

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

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 0,96$$

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,96} = 1,769$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{\text{расч}}$  – длина провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм<sup>2</sup>. В соответствие с  $q_{\text{ст}}$  найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,42$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,064 + 0,1 + 0,42 = 0,58$$

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		55

Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне высшего напряжения приведены в таблице 23.

Таблица 23

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-110-I-600/5
ВН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 335,91 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,58 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (k_T I_{1ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 0,625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 6,75 \text{ кА}^2\text{с}$

### 15.6.2 Выбор ТТ на стороне НН

На стороне НН принимаем ТЛ-10-3000/5.

$$I_{раб.макс} = 2586,53$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2ном} = r_{приб} + r_k + r_{пров}$$

где  $r_k$  – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,14 - 0,1 = 0,96$$

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,96} = 0,306$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{расч}$  – длинная провода, м.

$$q_{ст} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм<sup>2</sup>. В соответствии с  $q_{ст}$  найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да	<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>					56



Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2ном} = 0,064 + 0,1 + 0,08 = 0,25$$

Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения приведены в таблице 24.

Таблица 24

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛ-10-3000/5
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 2586,53 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (k_T I_{1ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 0,434 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4,32 \text{ кА}^2\text{с}$

### 15.6.3 Выбор ТТ в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной КЛ ГПП-Блок механических цехов №3, рассчитанной выше выбираем трансформатор тока ТЛК-10-300/5 УЗ.

Нагрузки трансформаторов тока на кабельной линии приведены в таблице 25.

Таблица 25

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э379	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	СЭТ3	0,05		0,05
Счетчик реактивной мощности	СЭТ3	0,05		0,05
Итого		0,6		0,6

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{приб}^{НН} = 0,6$$

Соппротивление приборов, Ом:

$$r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}^{НН}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 283$$

Вторичная нагрузка трансформатора

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

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

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,28$$

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,28} = 1,05$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{\text{расч}}$  – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм<sup>2</sup>. В соответствии с  $q_{\text{ст}}$  найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,024 + 0,1 + 0,08 = 0,20$$

Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ приведены в таблице 26.

Таблица 26

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-300/5 УЗ
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 237 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 200 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$
	$B_{\text{к}} \leq (k_{\text{T}} I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}} = 0,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 0,12 \text{ кА}^2\text{с}$

## 15.7 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираем:

1. По номинальному напряжению первичной обмотки,
2. Классу точности, схема соединения обмоток и конструктивному исполнению.

При подключении к трансформатору напряжения счетчиков, он должен работать в классе точности 0,5.

Соответствие классу точности проверим сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключенных приборов.

$$\sqrt{|\Sigma P_{\text{приб}}|^2 + |\Sigma Q_{\text{приб}}|^2} = \sqrt{51.35^2 + 83.45^2} = 97.983 \text{ ВА}$$

Данные по выбранным приборам сведем в таблицу 27.

Таблица 27

Прибор	Тип	Число катушек напряжения в при- боре	P, Вт	n <sub>пр</sub>	cosφ	sinφ	Полная по- требляемая прибором мощность, ВА	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр элек- тромагнитный	Э377	1	2	2	1	0	4	-
Реле напряжения	РН-54	1	1	3	1	0	3	-
Счетчик активной энергии	СА3У- И670М	2	4	4	0,38	0,925	12,15	29,75
Счетчик реактив- ной энергии	СР4- И673	3	7,5	4	0,38	0,925	34,2	53,7
Итого							51,35	83,45

Определив нагрузку фаз трансформаторов приравниваем ее к номинальной вторичной нагрузке выбранного трансформатора напряжения.

Данные по выбору и проверки трансформаторов напряжения приведены в таблице 28.

Таблица 28

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
			<b>НТМИ-10-66*</b>
По номинальному первичному напряжению	$U_{1н} \geq U_{уст}$	10	10
По номинальной мощности вторичной обмотки	$S_{2ном} \geq S_{2р}$	97,98	120

\***НТМИ-10-66** – трансформатор напряжения в фарфоровой крышке в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Для защиты трансформаторов напряжения от недопустимых перегрузок и токов короткого замыкания выберем предохранители.

Данные по выбору и проверки предохранителей приведены в таблице 29.

Таблица 29

Условия выбора		Расчетные данные	Каталожные данные
			<b>ПКН001-10</b>
По номинальному напряжению	$U_n = U_{уст}$	10	10 кВ

\***ПКН001-10** – предохранитель кварцевый для защиты трансформаторов напряжения в районах с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

## 16 Расчёт заземления подстанции

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство состоит из заземлителей и заземляющих проводников. Заземлитель - это металлический проводник (труба, уголок) или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники (полоса, круглый прокат) служат для соединения заземлителей между собой и соединения их с заземляемыми частями оборудования.

ПУЭ предписывает, что заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь сопротивление не более 0,5 Ом (для 110 кВ) с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		60

Естественных заземлителей рядом с подстанцией нет. Поэтому расчёт проводится без учёта естественных заземлителей.

В качестве заземлителей применяются вертикально забитые трубы диаметром 40 мм и длиной 3 м. Забитые в грунт трубы на глубине 0,7 м соединяются стальными полосами.

Сопротивление вертикального электрода, находящегося в двухслойной земле (или в однородной, но с учетом промерзания или высыхания верхнего слоя), определяют по формуле:

$$r_B := \frac{0.366 \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l_B}{d} \right) + 0.5 \cdot \ln \left[ 4 \frac{4t_1 + l_B}{4t_1 - l_B} \right] \right]}{\left( \frac{\Delta l_1}{\rho_1} \right) + \left( \frac{\Delta l_2}{\rho_2} \right)} = 73.92 \text{ Ом}$$

где  $l_B$  — длина электрода, м;  $d$  — внешний диаметр электродов, м;  $t_1$  — глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м;  $\Delta l_1, \Delta l_2$  — части электродов, находящиеся в верхнем и нижнем слоях земли, м;  $\rho_1, \rho_2$  — удельные сопротивления соответственно верхнего и нижнего слоев земли, Ом·м, принимаем что состав почвы включает в себя:

верхний слой 1,0 м- суглинок 100 Ом\*м,  
нижний слой 2,0 м-глина 100 Ом\*м.[2].

Ориентировочное число вертикальных заземлителей  $n$  при предварительно принятом коэффициенте использования  $K_{И}=0.4$ [2] и необходимом суммарном сопротивлении  $R_B=0.5$  Ом из вертикальных электродов:

$$n := \frac{r_B}{K_{И} \cdot R_B} = \frac{73.919}{0.4 \cdot 0.5} = 369.59$$

Заземлители соединяются горизонтальными стальными полосами. Расположенными по контуру.

Сопротивление растеканию горизонтального полосового электрода определяют по формуле:

$$r_r := \left( \frac{0.366 \rho_2}{l} \right) \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \right) = \frac{0.366 \cdot 100}{1164.218} \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 1164.218^2}{0.04 \cdot 0.7} \right) = 0.578 \text{ Ом}$$

где  $l$  — длина полосы, м;

$$l := 1.05 \cdot a \cdot n = 1.05 \cdot 3 \cdot 369.59 = 1164.22 \text{ м}$$

$b$  — ширина полосы, м;  $t$  — глубина заложения, м.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		61

Сопротивление горизонтального полосового электрода, соединяющего вертикальные (в контуре):

$$R_{\Gamma} := \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{0.578}{0.19} = 3.04 \text{ Ом}$$

где  $\eta_{\Gamma}$  — коэффициент использования горизонтальных заземлителей, определяемый по справочным данным или интерполированием табличных данных;  $R_{\Gamma}$  — необходимое сопротивление горизонтальных электродов.

Сопротивление заземлителя:

$$R_3 := \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B + R_{\Gamma}} = \frac{0.5 \cdot 3.043}{0.5 + 3.043} = 0.429 \text{ Ом}$$

Проверка по условию:

$$R_3 \leq R_6$$
$$0,429 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}$$

Поскольку действительная величина сопротивления заземляющего устройстве превышает допустимую величину  $R_6$ , то в дальнейшем расчете заземления нет необходимости.

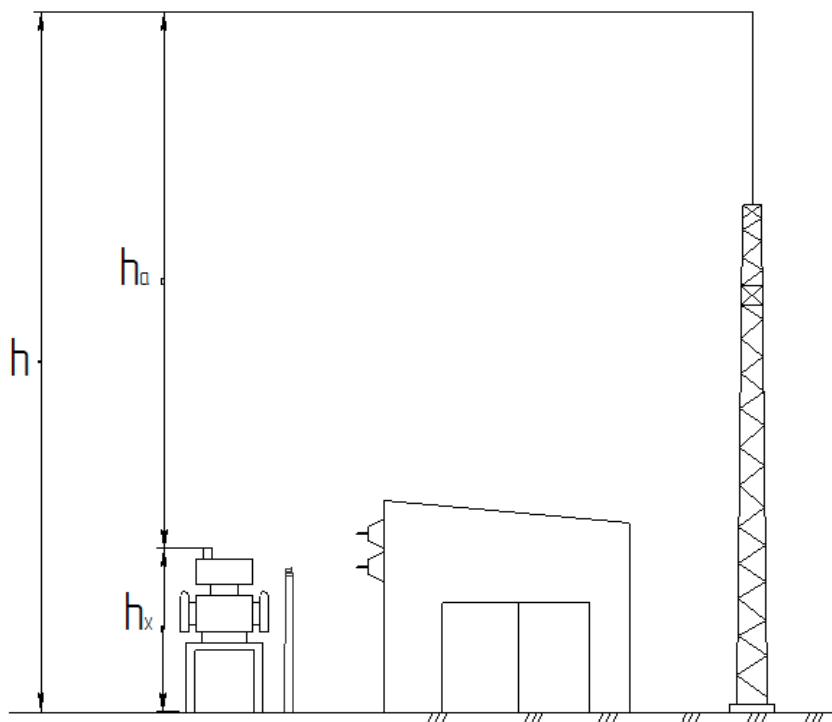
### 17 Расчет грозозащиты ОРУ– 110 кВ от прямых ударов молнии

Защита ОРУ-110 кВ осуществляется стержневыми молниеотводами, установленными на порталах или, при необходимости, отдельно стоящими. Назначение молниеотводов - принимать подавляющее число ударов молнии. Проектируемые стержневые молниеотводы дают вероятность защиты от прямого удара молнии равную  $P=0,9990$ .

Стержневые молниеотводы выполняют в виде вертикальных металлических стержней, возвышающихся над защищаемыми объектами РУ на необходимой высоте (рис.4).

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да						62

**БР-13.03.02.07 ПЗ**



Выявляем объект требующий защиты от ударов молнии, имеющий наибольшую высоту на ОРУ в данном случае это трансформатор ТРДН-32000/110:

$$h_x = 5.3 \text{ м.}$$

Выбираем место установки молниеотводов (рис.5). По известным величинам  $a$  и  $b$ ; определяем величину  $D$

$$D := \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{47^2 + 28^2} = 54.71 \text{ м}$$

Используя соотношение  $D = 8(h - h_x)\rho$ , где  $\rho = 1$ , т.к. высота  $h \leq 30$  м, находим высоту молниеотвода:

$$h_{\text{мв}} := \frac{D}{8} + h_x = \frac{54.71}{8} + 5.3 = 12.14 \text{ м}$$

Принимаем высоту молниеотвода  $h = 19$  м.

Зная высоту молниеотвода определяем радиус защиты одиночного стержневого молниеотвода на высоте защищаемого объекта  $h_k = 5,3$  м.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		63

$$r_x := \frac{1.6 \cdot |h - h_x|}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1.6 \cdot (12.14 - 5.3)}{1 + \frac{5.3}{12.14}} = 7.62 \text{ м}$$

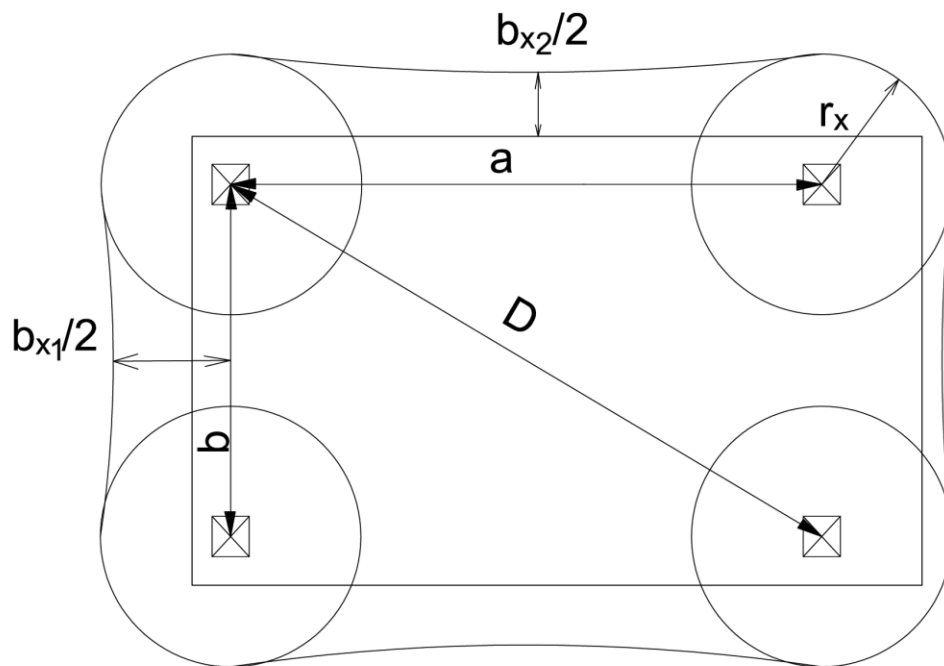
Ширина зоны защиты определяется по формулам

$$b_{x1} := 2 \cdot r_x \cdot P \cdot \frac{7 \cdot |h - h_x| - a}{14 \cdot |h - h_x| - a} = 2 \cdot 17 \cdot 14 \cdot \frac{7 \cdot (19 - 5.3) - 47}{14 \cdot (19 - 5.3) - 47} = 11.58 \text{ м}$$

$$b_{x2} := 2 \cdot r_x \cdot P \cdot \frac{7 \cdot |h - h_x| - b}{14 \cdot |h - h_x| - b} = 2 \cdot 17 \cdot 14 \cdot \frac{7 \cdot (19 - 5.3) - 28}{14 \cdot (19 - 5.3) - 28} = 14.21 \text{ м}$$

Следовательно, все оборудование ОРУ-110 защищено от ударов молнии.

Рисунок 5



Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да



## 18 Виды релейной защиты силового трансформатора ТРДНС–32000/10

Повреждения и ненормальные режимы работы.

Основные повреждения:

- между или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызывать повреждения изоляции токоведущих частей.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора. От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия, газовая защита и защита от однофазных КЗ (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижения напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ, и как следствие - снижение напряжения, возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени –  $t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t$ .

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования, и соответственно, к ускоренному износу изоляции, и ее повреждению.

Так как перегрузка это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

## 18.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

### 1. TA1, TA2 (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_H^B = \frac{S_H \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_H^B} = \frac{32000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235,14$$

где  $S_H$  – мощность трансформатора, кВ·А;

$U_H^B$  – напряжение ВН, кВ.

Выбираем трансформатор тока ТВТ-10-I-300/5:

– номинальный ток  $I_{ном} = 300$  А;

– коэффициент трансформации  $n_{TA1} = 300/5$ .

### 2. Выбираем трансформаторы напряжения на стороне НН:

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{10000}{100}$$

Тип TV1 – НТМИ-10-66.

## 18.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем токовую отсечку мгновенного действия. Комплект защиты: блок SEPAM 1000.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = 4 \cdot I_H^B = 4 \cdot 235,14 = 940,56$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{TA1}} = 940,56 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\frac{300}{5}} = 27,15$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, для схемы «треугольник» принимают  $\sqrt{3}$ ;

$n_{TA1}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока TA1.

										Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да						66
<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>										

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}I_{\text{min}}^{(3)}}{2I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} * 2770}{2 * 940.56} = 2.55 \geq 2$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

### 18.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок SEPAM 1000.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 235.14 = 663.92$$

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

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

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

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

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА2}}} = 663.92 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 11.06$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}I_{\text{min}}^{(3)}}{2I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} * 2700}{2 * 663.92} = 3.6 \geq 1,5$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{см.эл}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5$$

### 18.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок SEPAM 1000.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		67

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 235.14 = 290.47$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности, равный 1,05;

$k_B$  – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА2}} = 290.47 \cdot \frac{1}{\frac{300}{5}} = 4.8$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{сзI} = 9 - 10$  с – сигнал и автоматическая разгрузка;

$I_{сзII} = 40$  мин – отключение.

### 18.5 Защита от повреждений внутри кожуха и понижения уровня масла

Для защиты от внутренних повреждений трансформаторов, сопровождающихся выделением газа и понижением уровня масла, предусматривается газовая защита с действием на сигнал при слабых газообразованиях и с действием на отключения при интенсивном газообразовании.

Газовая защита является наиболее чувствительной к некоторым видам внутренних повреждений трансформатора, чем другие виды защит. Так, например, к витковым замыканиям, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыканиях большого числа витков, а токовая отсечка и МТЗ вообще не реагируют. Кроме того, газовая защита реагирует на некоторые виды повреждений и ненормальных режимов работы, как, например, понижение уровня масла, на которое другие виды защит вообще не реагируют.

Для защиты маслонаполненных трансформаторов от «пожара стали» (магнитопровода), возникающего при нарушении изоляции между листами стали сердечника, используется только газовая защита - токовая и дифференциальная защиты на это вид повреждений не реагируют.

Защита осуществляется газовыми реле типа РГТ-80.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		68

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч.1,2/ Л.С. Синенко, Т.П. Рубан, Е.Ю. Сизганова, Ю.П.Попов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005.135 с.
2. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И.Кудрин. -2-е изд. –М.:Интермет Инжиниринг, 2006.- 672 с.:ил.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2016 г.
4. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А.Герасименко, В.Т.Федин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ; Минск: БНТУ, 2006. – 808 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 368 с.
8. Тульчин, И.К. Электрические сети жилых и общественных зданий / И.К. Тульчин, Г.И. Нудлер. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 304 с.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст] / под ред. С. С. Рокотян, И. М. Шапиро. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: «Энергия», 1977. – 287 с.
- 10.Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов / Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. - 383 с.
- 11.Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. - М.–Л.: Энергия, 1964. - 704 с.
- 12.Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп. / Под общ. ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. - М.: Энергия, 1980. – 576 с.
- 13.СТО 4.2–07–2014 Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. – Красноярск: СФУ, 2014. – 57 с.

					<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>	Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да		69

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

## Расчет токов короткого замыкания в относительных единицах

Исходные данные для напряжения свыше 1000В.:

$$\begin{aligned} S_{\sigma} &:= 100 \text{ МВ} \cdot \text{А} & S_{\text{НОМТ1}} &:= 63 \text{ МВ} \cdot \text{А} & S_{\text{НОМТ2}} &:= 32 \text{ МВ} \cdot \text{А} \\ U_{\sigma 1} &:= 115 \text{ кВ} & u_{\text{КТ1}} &:= 10.5 \% & u_{\text{КТ2}} &:= 10.5 \% \\ U_{\sigma 2} &:= 10.5 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} l_{\text{л1}} &:= 4.5 \text{ км} & l_{\text{к2}} &:= 0.132 \text{ км} \\ x_0 &:= 0.429 \text{ Ом} & x_{0\text{к2}} &:= 0.077 \text{ Ом} \\ r_0 &:= 0.306 \text{ Ом} & r_{0\text{к2}} &:= 0.167 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Базисные токи:

$$\begin{aligned} I_{\sigma 1} &:= \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.502 \text{ А} \\ I_{\sigma 2} &:= \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.499 \text{ А} \end{aligned}$$

Сопротивления Т1 и Т2:

$$\begin{aligned} x_{\text{T1}} &:= \frac{u_{\text{КТ1}} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{НОМТ1}}} = \frac{10.5 \cdot 100}{100 \cdot 63} = 0.167 \text{ Ом} \\ x_{\text{T2}} &:= \frac{u_{\text{КТ2}} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{НОМТ2}}} = \frac{10.5 \cdot 100}{100 \cdot 32} = 0.328 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Сопротивления воздушной линии:

$$\begin{aligned} x_{\text{Л1}} &:= x_0 \cdot l_{\text{л1}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.429 \cdot 4.5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.015 \text{ Ом} \\ r_{\text{Л1}} &:= r_0 \cdot l_{\text{л1}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.306 \cdot 4.5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.01041 \text{ Ом} \end{aligned}$$

									Лис
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да	<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>				70

Сопротивления кабельной линии:

$$x_{к2} := x_{0к2} \cdot l_{к2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0.077 \cdot 0.132 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.0092 \text{ Ом}$$

$$r_{к2} := r_{0к2} \cdot l_{к2} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0.167 \cdot 0.132 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.02 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma 1} := x_{Г1} + x_{Л1} = 0.167 + 0.015 = 0.181 \text{ Ом}$$

$$r_{\Sigma 1} := r_{Л1} = 0.01041 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление рассчитываем из условия: если  $r_{\Sigma} = \frac{x_{\Sigma}}{3}$ , то учитываем активное сопротивление в расчете:

$$Z_{\Sigma 1} := \begin{cases} \sqrt{r_{\Sigma 1}^2 + x_{\Sigma 1}^2} & \text{if } r_{\Sigma 1} > \frac{x_{\Sigma 1}}{3} \\ x_{\Sigma 1} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 1} = 0.181 \text{ Ом}$$

Ток КЗ в точке К1:

$$I_{кК1} := \frac{I_{\sigma 1}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{0.502}{0.181} = 2.77 \text{ кА}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$x_{\Sigma 2} := x_{\Sigma 1} + x_{Г2} = 0.181 + 0.328 = 0.509 \text{ Ом}$$

$$r_{\Sigma 2} := r_{\Sigma 1} = 0.01041 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление рассчитываем из условия: если  $r_{\Sigma} = \frac{x_{\Sigma}}{3}$ , то учитываем активное сопротивление в расчете:

$$Z_{\Sigma 2} := \begin{cases} \sqrt{r_{\Sigma 2}^2 + x_{\Sigma 2}^2} & \text{if } r_{\Sigma 2} > \frac{x_{\Sigma 2}}{3} \\ x_{\Sigma 2} & \text{otherwise} \end{cases}$$

									Лис	
Из	Лис	№ докум.	Подп.	Да	<b>БР-13.03.02.07 ПЗ</b>					71

$$Z_{\Sigma 2} = 0.509 \text{ Ом}$$

Ток КЗ в точке К2:

$$I_{kK2} := \frac{I_{\Sigma 2}}{Z_{\Sigma 2}} = \frac{5.499}{0.509} = 10.794 \text{ кА}$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$x_{\Sigma 3} := x_{\Sigma 2} + x_{K2} = 0.509 + 0.009 = 0.519 \text{ Ом}$$

$$r_{\Sigma 3} := r_{\Sigma 2} + r_{K2} = 0.03041 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление рассчитываем из условия: если  $r_{\Sigma} = \frac{x_{\Sigma}}{3}$ , то учитываем активное сопротивление в расчете:

$$Z_{\Sigma 3} := \begin{cases} \sqrt{r_{\Sigma 3}^2 + x_{\Sigma 3}^2} & \text{if } r_{\Sigma 3} > \frac{x_{\Sigma 3}}{3} \\ x_{\Sigma 3} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$Z_{\Sigma 3} = 0.519 \text{ Ом}$$

Ток КЗ в точке К3:

$$I_{kK3} := \frac{I_{\Sigma 3}}{Z_{\Sigma 3}} = \frac{5.499}{0.519} = 10.603 \text{ кА}$$

Ударные коэффициенты:

$$T_{a1} := \frac{x_{\Sigma 1}}{r_{\Sigma 1}} = \frac{0.181}{0.01} = 17.409 \quad K_{уд1} := 1.85$$

$$T_{a2} := \frac{x_{\Sigma 2}}{r_{\Sigma 2}} = \frac{0.509}{0.01} = 48.923 \quad K_{уд2} := 1.92$$

$$T_{a3} := \frac{x_{\Sigma 3}}{r_{\Sigma 3}} = \frac{0.519}{0.03} = 17.056 \quad K_{уд3} := 1.83$$

Ударные токи:

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_{kK1} \cdot K_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 2.77 \cdot 1.85 = 7.246 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{kK2} \cdot K_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 10.794 \cdot 1.92 = 29.31 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot I_{kK3} \cdot K_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 10.603 \cdot 1.83 = 27.44 \text{ кА}$$



Исходные данные для напряжения до 1000В.:

$$S_{\text{НОМТЗ}} := 2.5 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad U := 0.4 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{\text{кЗ}} := 25 \text{ кВт}$$

$$u_{\text{КТЗ}} := 5.5 \%$$

Сопротивление цехового трансформатора:

$$x_{\text{ЦТЗ}} := \sqrt{\left(\frac{u_{\text{КТЗ}}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{кЗ}}}{S_{\text{НОМТЗ}} \cdot 10^3}\right)^2} \cdot \frac{U^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМТЗ}}} = 3.461 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ЦТЗ}} := \frac{\Delta P_{\text{кЗ}} \cdot U^2}{|S_{\text{НОМТЗ}}|^2} = \frac{25 \cdot 0.4^2}{2.5^2} = 0.64 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление до точки К4:

$$x_{\Sigma 3'} := x_{\Sigma 3} \cdot \left(\frac{U}{U_{62}}\right)^2 \cdot 10^3 = 0.519 \cdot \left(\frac{0.4}{10.5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0.753 \text{ Ом}$$

$$x_{\Sigma \text{К4}} := x_{\Sigma 3'} + x_{\text{ЦТЗ}} \rightarrow 0.753 + 3.461 = 4.214 \text{ Ом}$$

Вводим добавочное сопротивление  $r_{\text{доб}} = 15 \text{ мОм}$ :

$$r_{\Sigma \text{К4}} := r_{\text{ЦТЗ}} + r_{\text{доб}} = 0.64 + 15 = 15.64 \text{ мОм}$$

Ток КЗ в точке К4:

$$I_{\text{К4}} := \frac{U \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma \text{К4}}^2 + r_{\Sigma \text{К4}}^2}} = \frac{0.4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4.214^2 + 15.64^2}} = 14.258 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент:

$$T_{\text{а4}} := \frac{x_{\Sigma \text{К4}}}{r_{\Sigma \text{К4}}} = \frac{4.214}{15.64} = 0.269 \quad K_{\text{уд4}} := 1$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд4}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{К4}} \cdot K_{\text{уд4}} = \sqrt{2} \cdot 14.258 = 20.163 \text{ кА}$$

ИЗ	Лис	№ докум.	Подп.	Да
----	-----	----------	-------	----