

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 21 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения цеха подготовки и розлива углеводородных фракций ООО «СИБУР Тобольск»

Исполнитель

студент группы 442об4

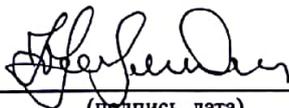


(подпись, дата)

А.С. Козевич

Руководитель

профессор, канд. техн. наук



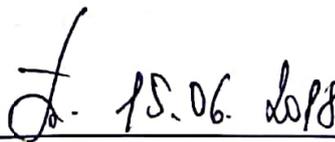
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант:

по безопасности и эко-
логичности

доцент, канд. техн. наук



(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук



(подпись, дата)

А.Н. Козлов

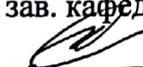
Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 21 » 03 _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Козевич Андрея Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электро-снабжения цеха подготовки и розлива углеводородных фракций ООО «СИБУР Тобольск»

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений ООО «СИБУР Тобольск», схемы ПС и РП ООО «СИБУР Тобольск», нагрузка по перечню оборудования.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика ООО «СИБУР Тобольск», расчет электрических нагрузок, разработка системы внутреннего электроснабжения ООО «СИБУР Тобольск», реконструкция системы электроснабжения, расчет токов КЗ, выбор оборудования, расчёт заземления, молниезащита РП, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 37 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б., раздел: безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 21.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Профессор, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению (дата): _____
 _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 с., 8 рисунков, 37 таблиц, 18 использованных источников.

КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСЧЁТ НАГРУЗОК, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция системы электроснабжения цеха ПРУФ, в связи этим с необходимо реконструировать существующую систему электроснабжения и рассчитать новуб подключаемую нагрузку. В ходе дипломного проектирования решены такие задачи как: расчёт электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования; определение параметров заземляющих устройств распределительного пункта, расчёт молниезащиты распределительного пункта, расчет релейной защиты и автоматики.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

КЛ – кабельная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РП – распределительный пункт;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЭП – электроприемник.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика объекта	9
2 Расчёт электрических нагрузок	11
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	11
2.2 Расчет осветительной нагрузки	16
2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки	20
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП с учётом компенсации реактивной мощности	21
2.5 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	26
2.6 Выбор схемы внутреннего электроснабжения	29
3 Выбор схемы и конструкции РП	31
4 Расчёт токов КЗ	32
4.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	32
4.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,69 кВ	34
5 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	39
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	41
6.1 Выбор и проверка выключателей	41
6.2 Выбор и проверка трансформатора тока	44
6.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	48
6.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов	50
6.5 Выбор комплектных распределительных устройств	55
6.6 Выбор и проверка предохранителей	56
6.7 Выбор и проверка автоматических выключателей и выключателей нагрузки	58
6.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	59
6.9 Выбор ограничителей перенапряжений	61
7 Молниезащита и заземление	66
7.1 Расчет заземления распределительного пункта	66

8	Безопасность и экологичность	76
8.1	Безопасность	76
8.1.1	Техника безопасности при монтаже, эксплуатации и ремонте кабельных линий	76
8.1.2	Расчёт системы искусственного освещения	80
8.2	Экологичность	88
8.3	Чрезвычайные ситуации	90
8.3.1	Сведения о составе противоаварийных сил	90
8.3.2	Первоочередные действия при получении сигнала об аварии на объекте	93
9	Релейная защита и автоматика	96
9.1	Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ	96
9.1.1	Расчёт уставок токовой отсечки	96
9.1.2	Расчёт уставок максимальной токовой защиты	99
9.1.3	Расчёт уставок защиты от замыканий на землю	102
9.2	Автоматическое повторное включение	104
9.3	Автоматический ввод резерва	105
10	Экономический расчёт	108
10.1	Расчет капитальных вложений	108
10.1.1	Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ	108
10.1.2	Капиталовложения на сооружение ТП	109
10.1.3	Капиталовложения на сооружение РП	110
10.2	Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	111
10.2.1	Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	111
10.2.2	Расчет потерь электроэнергии	113
	Заключение	115
	Библиографический список	116

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей в данной выпускной квалификационной работе является создание наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения производственной площадки путем реконструкции действующей системы электроснабжения, для этого необходимо просчитать действительную нагрузку, выбрать трансформаторы в ТП, выключатели автоматические и сечения кабеля. Во внимание взяты все потребители электроэнергии, расположенные в пределах границ цеха ПРУФ ООО «СИБУР Тобольск».

В качестве задания на бакалаврскую работу была взята тема: «Реконструкция системы электроснабжения цеха подготовки и розлива углеводородных фракций ООО «СИБУР Тобольск»».

Актуальность данной темы обусловлена вводом новых мощностей на площадках ЗапСибНефтехим, а так же необходимость замены оборудования в связи с потребностью соответствия необходимой взрыво-пожароопасности, а так же необходимостью пересчёта нагрузки.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы внутреннего электроснабжения цеха подготовки и розлива углеводородных фракций, для надёжного и качественного электроснабжения.

Для выполнения дипломного проектирования выпускной квалификационной работе выполнены следующие задачи:

- проектирование СЭС ООО «СИБУР Тобольск»;
- расчёт капитальных вложений;
- расчет токов короткого замыкания на РП и ТП;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования;
- определение параметров заземляющих устройств подстанции;
- расчет релейной и автоматики,

Бакалаврская работа была разработана в операционной системе Windows 8.1 Профессиональная 2013 г. с использованием приложений: Microsoft Office

Word 2010 г., Microsoft Office Visio 2010 г., Microsoft Office Excel 2010 г., Math-
Type, 6.0 Equation, Mathcad 15.0.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

Предприятие ООО «СИБУР Тобольск» расположено в промышленной зоне г. Тобольска, Тюменской обл., Россия.

Предприятие ориентировано на комплексную переработку углеводородного сырья – широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), поступающей с ГПЗ Среднего Приобья, получение индивидуальных фракций и мономеров и другой продукции нефтехимии.

В состав цеха ПРУФ ООО «СИБУР Тобольск» входит одиннадцать отделений:

- отделение С-14 – предназначено для приема жидкого хлора из железнодорожных вагонов-цистерн, его хранения, испарения и выдачи испаренного хлора потребителям, а также приготовления и отгрузки потребителям раствора гипохлорита натрия;

- отделение С-11 – предназначено для приема жидкого аммиака, его хранения и подачи в подразделения-потребители;

- отделение С-4 – предназначено для приема, хранения и выдачи потребителям натриевой щелочи и серной кислоты;

- отделение БК-8, БК-10/1 – предназначено для приема, хранения и откачки концентрированного изобутилена и изобутан-изобутиленовой фракции;

- отделение БК-8/1, БК-10/2, БК-12/13 – предназначено для приема пропилена из производства дегидрирования пропана, его хранения и подачи в комплекс по производству полипропилена, а также подачи на сливо-наливную эстакаду БК-10/2 для налива в вагоны-цистерны;

- отделение Б-6/9 – предназначено для приема, хранения и отгрузки товарного бутадиена, МТБЭ, продуктов опорожнения смежных подразделений, а также промежуточных фракций ББФ, БББФ, ИФ;

- отделение Б-7/1 – предназначено для приема, хранения и откачки фракций пентана, изопентана, гексана (БГС);

- отделение Б-7/4 – предназначено для приема ацетонитрила, дизельного топлива, хранения и подачи их в подразделения, для приема отработанного абсорбента и котельного топлива;

- отделение Б-10/2 – предназначено для налива в вагоны-цистерны пентана, изопентана, БГС, топлива печного бытового, димеров изобутилена, МТБЭ, слива из вагонов-цистерн ацетонитрила, дизельного топлива, масла АМТ-300, метанола.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

На территории цеха ПРУФ расположено 7 ТП: ТП-301, ТП-303, ТП-304, ТП-305, ТП-307, ТП-310, ТП-311. Все запитаны от РП-301 10кВ.

Основная часть потребителей выбранного цеха составляют задвижки, насосы повторно-кратковременного и вентиляторы продолжительного режима работы. Первым этапом реконструкции систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок, это связано с тем, что за время эксплуатации мощность подключенной нагрузки могла измениться со времени ввода в эксплуатацию электрооборудования.

В состав каждой ТП входят потребители I категории, такие как система пожаротушения, насосы сбрасывающие на факела взрыво-пожароопасные фракции. К потребителям II категории можно отнести: перекачивающие насосы и задвижки.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки используем метод коэффициента использования, который определяется по таблицам для соответствующего типа электроприёмника и цеха.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения ПВ = 1.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (1)$$

где n – число электроприемников.

По заданной установленной мощности P_i и по коэффициентам использования K_u и мощности $\cos \varphi_i$ для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{cp} и реактивные Q_{cp} мощности нагрузок, кВт:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{И} \cdot \cos \varphi_i \quad (2)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле, квар:

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (3)$$

где $P_{НОМ}$ – суммарная установленная мощность всех приемников низкого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждой ТП;

K_u – средний коэффициент использования, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \phi$ – соответствует характерному для приемников данного отделения значения коэффициента мощности $\cos \phi$.

$$P_{cp} = P_{НОМ} \cdot k_{И} \cdot \cos \varphi_i \quad (4)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \phi. \quad (5)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{Э} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ} \cdot \cos \varphi_i \quad (6)$$

В зависимости от коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p , [4].

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp} . \quad (7)$$

Расчетная реактивная мощность, квар:

$$\text{При } n_{\Sigma} \leq 10 \text{ и } K_u \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} . \quad (8)$$

$$\text{При } n_{\Sigma} < 100 \text{ и } K_u < 0,2 \quad Q_p = Q_{cp} . \quad (9)$$

Пример расчёта приведём для вентиляторов.

$$P_{ном} = 0,55 * 3 + 0,75 + 1,1 * 2 + 1,5 * 6 + 2,2 * 3 + 5,5 * 5 + 7,5 * 2 = 62,7 \text{ кВт},$$

$$P_{cp} = 62,7 * 0,65 = 40,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{cp} = 40,8 * 0,75 = 30,6 \text{ кВар},$$

$$n_{\Sigma\phi} = \frac{2 * 62,7}{7,5} \approx 15,$$

$$P_p = 40,8 * 0,9 = 36,7 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 30,6 \text{ кВар}.$$

Для остальных ТП цеха ПРУФ расчёт низковольтной нагрузки произведем по приведенным выше формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблицах 1 – 7.

Таблица 1 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП-301

Потребитель	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	$N_{эф}$	Кр	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентилятор	62,7	40,8	30,6	0,65	0,75	17	0,9	36,7	30,6
Задвижка	109,0	70,9	72,3	0,65	1,02	55	0,8	56,7	72,3
Насос	552,0	386,4	289,8	0,70	0,75	15	0,9	347,8	289,8
ЧРП	75,0	54,8	32,3	0,73	0,59	1	1	54,8	35,5
Аппарат водо- грейный	9,0	5,4	5,5	0,60	1,02	1	1,1	5,9	6,1
Итого								501,8	434,2

Таблица 2 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП-303

Потребитель	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	нэф	Кр	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентилятор	40,6	26,4	19,8	0,65	0,75	11	0,9	23,8	19,8
Задвижка	102,0	66,3	67,6	0,65	1,02	51	0,8	53,0	67,6
Насос	512,0	358,4	268,8	0,70	0,75	14	0,9	322,6	268,8
Лебедка	75,0	15,0	21,0	0,20	1,40	4	1,7	26,0	23,1
Итого								425,3	379,3

Таблица 3 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП-304

Потребитель	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	нэф	Кр	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентилятор	77,3	50,2	37,7	0,65	0,75	28	0,85	42,7	37,7
Задвижка	21,6	14,1	14,3	0,65	1,02	24	0,9	12,6	14,3
Насос	350,0	245,0	183,8	0,70	0,75	17	0,9	220,5	183,8
Компрессор	315,0	204,8	120,8	0,65	0,59	6	0,91	186,3	132,9
Итого								462,2	368,6

Таблица 4 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП-305

Потребитель	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	пэф	Кр	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентилятор	96,4	62,7	47,0	0,65	0,75	30	0,85	53,3	47,0
Задвижка	44,8	29,1	29,7	0,65	1,02	22	0,8	23,3	29,7
Насос	1018,0	712,6	534,5	0,70	0,75	13	0,9	641,3	534,5
Итого								717,9	611,2

Таблица 5 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП-307

Потребитель	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	пэф	Кр	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентилятор	98,2	63,8	47,9	0,65	0,75	26	0,85	54,3	47,9
Задвижка	227,1	147,6	150,5	0,65	1,02	113	0,8	118,1	150,5
Насос	2474,7	1732,3	1299,2	0,70	0,75	20	0,9	1559,1	1299,2
Итого								1731,4	1497,6

Таблица 6 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП-310

Потребитель	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	пэф	Кр	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентилятор	51,4	33,4	25,1	0,65	0,75	14	0,9	30,1	25,1

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Задвижка	152,6	99,2	101,2	0,65	1,02	76	0,8	79,4	101,2
Насос	1617,5	1132,3	849,2	0,70	0,75	12	0,9	1019,0	849,2
Электросиловой	976,0	488,0	585,6	0,50	1,20	12	0,9	439,2	585,6
Итого								1019,0	849,2

Таблица 7 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП-311

Потребитель	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{ср\Sigma}$, кВт	$Q_{ср\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$tg\phi$	пэф	Кр	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вентилятор	40,4	26,3	19,7	0,65	0,75	15	0,9	23,7	19,7
Задвижка	159,5	103,6	105,7	0,65	1,02	80	0,8	82,9	105,7
Насос	606,2	424,3	318,3	0,70	0,75	8	0,91	386,1	350,1
Электросиловой	639,3	319,7	383,6	0,50	1,20	4	1,06	338,8	421,9
Итого								831,5	897,5

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка дорог определяется произведением значений удельной мощности установки, [4]; и длины дорожного полотна, кВт:

$$P_{oc.d.} = P_{уд.oc} \cdot L. \quad (10)$$

Пример расчёта для ТП-301.

$$P_{oc.d.} = 3,9 \cdot 0,59 = 2,3 \text{ кВт}. \quad (11)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДНаТ125. Осветительная нагрузка вдоль дорог будет подключаться к близстоящей ТП.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчета для уличного освещения

Наименование ТП	Длина , км	$P_{уд.ос}$, кВт/км	$P_{ос.д.}$, кВт
ТП-301	0,59	3,9	2,3
ТП-303	1,002	3,9	3,9
ТП-304	3,578	3,9	14,0
ТП-305	0,657	3,9	2,6
ТП-307	1,859	3,9	7,3
ТП-310	2,327	3,9	9,1
ТП-311	1,37	3,9	5,3
Итого	11,383		44,4

На предприятии ООО «СИБУР Тобольск» в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы и лампы накаливания.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников отделения определяется по удельной нагрузке и коэффициенту спроса осветительной нагрузки, кВт:

$$P_{расч.л.} = p_{уд.л.} \cdot F_{ц}, \quad (12)$$

где $p_{уд.л.}$ – удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$ – площадь пола цеха, определяемая по генплану.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Для ламп накаливания $tg\varphi_{лн} = 0$. Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле, квар:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg\varphi_{пл}, \quad (13)$$

где $tg\varphi_{пл} = 0,33$ [4].

Пример расчёта приведем для АБК, для остальных отделений результаты представлены в таблице. Аналогично освещению дорожного полотна отделения подключим к близлежащим ТП.

Площадь АБК приближенно определим по карте:

$$F_{ц} = 2160 + 1320 = 3480 \text{ м}^2,$$

$$P_{расч.Л.} = 23 \cdot 10^{-3} \cdot 3480 = 80,04 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot 80,04 \cdot 0,33 = 19,8 \text{ квар}.$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого отделения (здания) предприятия ООО «СИБУР Тобольск» показаны в таблице 9. Ввиду отсутствия точных данных по площадям, результаты являются укрупненными. Полученные результаты нагрузок по отделениям суммируем и приводим к ТП от которой оно будет питаться.

Таблица 9 – Результаты расчёта осветительной нагрузки отделений

Наименование ТП	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	K_c	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	4	5	6
ТП-301	4555	23,00	0,85	104,8	25,9
ТП-303	6745	20,00	0,85	134,9	33,4
ТП-304	2392	20,00	0,85	47,8	11,8
ТП-305	3714	23,00	0,85	87,7	21,7
ТП-307	5569	20,00	0,85	111,4	27,6
ТП-310	5655	23,00	0,85	113,1	28
ТП-311	6720	23,00	0,85	154,6	38,3

Суммарная расчётная нагрузка ТП равна сумме расчётных нагрузок всех потребителей подключенных к ТП.

Пример расчёта приведем для ТП-301:

$$P_{расч.Σ} = P_{расч.} + P_{ос.д.} + P_{расч.Л.}, \quad (14)$$

$$P_{расч.Σ} = 501,8 + 2,3 + 104,8 = 608,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч.Σ} = Q_{расч.} + Q_{расч.Л.}, \quad (15)$$

$$Q_{расч.Σ} = 444,2 + 25,9 = 470,1 \text{ кВар}.$$

Полная нагрузка ТП:

$$S_{р.цеха} = \sqrt{P_{расч.Σ}^2 + Q_{расч.Σ}^2}, \quad (16)$$

$$S_{р.цеха} = \sqrt{617,9^2 + 470,1^2} = 776,4 \text{ кВА}.$$

Результаты по остальным ТП выполняются аналогично и представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Суммарные мощности ТП

Наименование ТП	$P_{расч.Σ}$ кВт	$Q_{расч.Σ}$ кВар	$S_{р.}$ кВА
1	2	3	4
ТП-301	608,9	470,1	769,3
ТП-303	564,1	422,7	704,9
ТП-304	524	390,4	653,4
ТП-305	808,2	643,4	1033,0
ТП-307	1850,1	1542,5	2408,8
ТП-310	1689,9	1599	2326,5
ТП-311	991,4	945,8	1370,2

Таким образом, были рассчитаны нагрузки всех ТП.

2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента использования. Активная и реактивная расчетная высоковольтная нагрузка силовых приемников цеха определяется из соотношений аналогично.

$$P_{расч.ВН} = K_u \cdot P_{уст.}, \quad (17)$$

$$Q_{расч.ВН} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\varphi, \quad (18)$$

где $P_{уст.}$ – суммарная установленная мощность всех приемников высокого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха;

K_u – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [5];

$tg\varphi$ – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos\varphi$.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки двигателей насосов (17), (18):

$$P_{расч} = 0,8 \cdot 630 = 504 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч.ДР} = 0,8 \cdot 630 \cdot 0,48 = 242 \text{ квар.}$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ РП-301

Потребитель	$P_{уст.}, \text{кВт}$	K_e	$\cos \varphi$	$P_{расч.}, \text{кВт}$	$Q_{расч.}, \text{квар}$
Двигатель	3x630	0,8	0,85	504	242

2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП с учётом компенсации реактивной мощности

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований зависить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается от-

ключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, не дефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Расчетная мощность трансформатора ТП определяется как, кВА:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч.}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч.}\Sigma}^2}}{n_{\text{T}} \cdot k_{\text{зопт}}}, \quad (19)$$

где $P_{\text{расч.}\Sigma}$ – суммарная активная мощность;

$Q_{\text{расч.}\Sigma}$ – суммарная реактивная мощность;

$K_{\text{з.опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (при наличии 1-ой категории равен 0,7);

N_m – число силовых трансформаторов.

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{(n_T) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (20)$$

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{тр}}} \quad (21)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4 \quad (22)$$

Выбираем мощность трансформаторов и производим проверку на примере ТП-301:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{\sqrt{608,9^2 + 470,1^2}}{0,7 \cdot 2} = 549,5 \text{ кВА},$$

$$k_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{608,9^2 + 470,1^2}}{2 \cdot 630} = 0,61,$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{608,9^2 + 470,1^2}}{630} = 1,23,$$

$$1,23 \leq 1,4.$$

К установке принимаем трансформаторы Trihal-630/10.

Результаты выбора трансформаторов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор трансформаторов

Наименование ТП	$S_{расч.тр}$ кВА	k_3 норм	k_3 п/а	$S_{ном.тр}$, кВА / мин
1	2	3	4	5
ТП-301	552,9	0,62	1,23	Trihal-630/10/0,69
ТП-303	503,5	0,56	1,13	Trihal-630/10/0,69
ТП-304	466,7	0,52	1,05	Trihal-630/10/0,69
ТП-305	737,9	0,52	1,04	Trihal-1000/10/0,69
ТП-307	1720,6	0,60	1,21	Trihal-2000/10/0,69
ТП-310	1661,8	0,58	1,17	Trihal-2000/10/0,69
ТП-311	978,7	0,69	1,38	Trihal-1000/10/0,69

Рассмотрим выбор КУ на ТП-301.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор ТП определяется по формуле,:

$$Q_{T \max} = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.отт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}, \quad (23)$$

$$Q_{T \max} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 608,9^2} = 638,1 \text{ квар.}$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{HKV1} = Q_p - Q_T, \quad (24)$$

$$Q_{HKV1} = 470,1 - 638,1 = -168,0 \text{ квар.}$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{HKV2} = Q_p - Q_{HKV1} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T, \quad (25)$$

$$Q_{HKV2} = 470.1 - (-168.0) - 0.65 \cdot 630 \cdot 2 = -180.9 = 0 \text{ квар.}$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

K_1 – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

K_2 – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

Для данного случая $K_1 = 15$, $K_2 = 2$ и $\gamma = 0,65$ [2].

Определим суммарную мощность НКУ, квар:

$$Q_{HKV\Sigma} = Q_{HKV1} + Q_{HKV2}, \quad (26)$$

$$Q_{HKV\Sigma} = -168 + 0 = -168 = 0.$$

Установка компенсирующих устройств не требуется.

Результаты по остальным ТП представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Компенсирующие устройства

Наименование ТП	$Q_{T\max}$ кВар	Q_{HKV1} кВар	Q_{HKV2} кВар	$Q_{HKV\Sigma}$ кВар	Тип компенсирующего устройства
1	2	3	4	5	6
ТП-301	638,1	-168,0	0	0	Не требуется
ТП-303	678,0	-255,3	0	0	Не требуется
ТП-304	709,5	-319,1	0	0	Не требуется
ТП-305	1143,2	-499,8	0	0	Не требуется
ТП-307	2101,7	-559,2	0	0	Не требуется
ТП-310	2232,5	-633,5	0	0	Не требуется

1	2	3	4	5	6
ТП-311	988,5	-42,7	0	0	Не требуется

2.5 Выбор сечений распределительной сети 10 кв

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току, который в данном случае равен послеаварийному току, с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Затем по справочным данным в зависимости от расчетного максимального тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов.

Расчетный ток определяется по формуле, А:

$$I_p = \frac{S_{p.l}}{U_n \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (27)$$

где $S_{p.l}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n – номинальное напряжение, принимается равным 10 кВ;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей в линии.

Расчётный ток в линии в послеаварийном режиме определяется по формуле, А:

$$I_{p.max} = \frac{S_{p.l}}{U_n \cdot \sqrt{3} \cdot (n_{\text{ц}} - 1)}. \quad (28)$$

Условие выбора проводов:

$$I_{p.max} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (29)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [5]), А.

Длительно допустимый ток определяется по формуле, А:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (30)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [5], А;

K_1 – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

K_2 – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 по справочнику [5];

K_3 – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 10 %.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (31)$$

где $I_{\text{расч}}$ – рабочий максимальный ток, А;

L – длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 10000$ В – номинальное напряжение ;

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ – угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$

Определим сечение кабеля для линии РП1-ТП-301 (27), А:

$$I_{p.} = \frac{\sqrt{608.9^2 + 470.1^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 22.2 .$$

Определим ток в линии в послеаварийном режиме (28), А:

$$I_{p.\max} = \frac{\sqrt{608.9^2 + 470.1^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 44,4 .$$

По справочным материалам выбираем 2 кабеля марки ЦААБнЛГ – с алюминиевыми жилами, фазная бумажная изоляция, пропитанная вязким или нестекающим изоляционным пропиточным составом, содержит церезин, заполнение из бумажных жгутов, поясная бумажная изоляция, экран из электропроводящей бумаги, алюминиевая оболочка, подушка из битума, пленки ПЭТ и ПВХ, стеклопряди, броня из стальных оцинкованных лент. Принимаем сечение жил трехжильного кабеля равным 25 мм^2 с $I_{\text{длДоп}} = 91 \text{ А}$.

Ток в длительно допустимом режиме равен (29):

$$I_{\text{длДоп}} = 91 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,13 = 118,3 \text{ А}.$$

Проверяем выбранный кабель (30):

$$44,8 \leq 118,3.$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано, верно.

Проверяем выбранное сечение кабеля на отклонение напряжения (31):

$$\Delta U = \frac{22,2 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{3}}{1000} \cdot (1,24 \cdot 0,72 + 0,099 \cdot 0,66) \cdot 100\% = 0,01\% .$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.мах}$, А	$I_{дл.доп.}$, А	Марка кабеля	L , км	ΔU %
1	2	3	4	5	6
ЦРП 4 – РП -301	141,9	319,7	2хЦААБнлГ (3х150)	1,77	0,02
РП-301-ТП-301	22,2	118,3	ЦААБнлГ (3х25)	1,1	0,01
РП-301-ТП-303	20,3	118,3	ЦААБнлГ (3х25)	0,6	0,00
РП-301-ТП-304	18,9	118,3	ЦААБнлГ (3х25)	0,13	0,00
РП-301-ТП-305	29,8	118,3	ЦААБнлГ (3х25)	0,9	0,01
РП-301-ТП-307	69,5	142,9	ЦААБнлГ (3х35)	1,8	0,03
РП-301-ТП-310	67,2	142,9	ЦААБнлГ (3х35)	1,3	0,02
РП-301-ТП-311	39,6	118,3	ЦААБнлГ (3х25)	0,35	0,00

2.6 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Внутризаводское электроснабжение цеха ПРУФ осуществляется с помощью электрической сети напряжением 10 кВ выполненной по радиальной схеме. Радиальная схема целесообразна, когда нагрузки распределены в различных направлениях от пункта питания, что имеет место в данном случае. Так как мощность предприятия невелика, то целесообразно применение одноступенчатой радиальной схемы распределения электроэнергии. Особенностью данной схемы является то, что каждая ТП питается по отдельным линиям.

Преимуществом радиальной схемы перед магистральной является, то что она отличается более высокой надежностью, упрощается осуществление релейной защиты и автоматики.

Недостатками являются: большое количество электрооборудования, коммутационной аппаратуры, большие капитальные затраты.

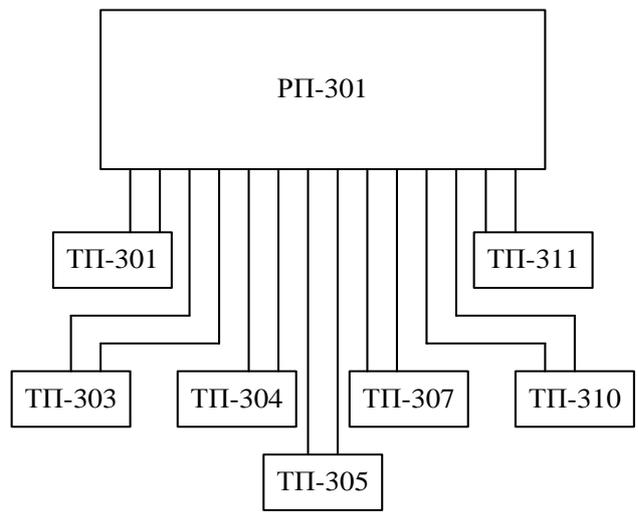


Рисунок 1 – Структурная схема внутреннего электроснабжения

3 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, как и в нашем случае. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики. Электрическая схема РП представлена на рисунке 2.

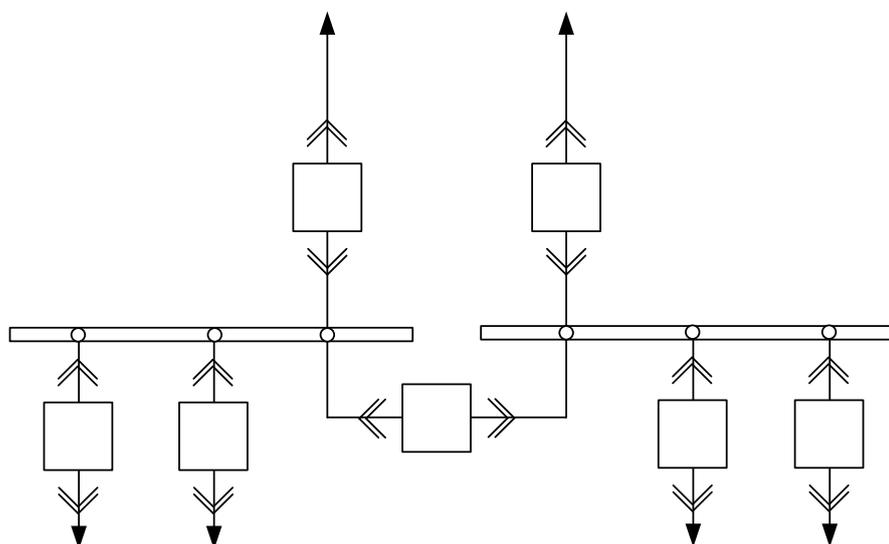


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительного пункта

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

4.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительного пункта, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ [6].

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле, кА:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (32)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле, Ом:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сис})^2 + (\sum r_{л})^2}. \quad (33)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле, кА:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (34)$$

Ударный ток определяется по формуле, кА:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (35)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент (определяется согласно РД 153-34.0-20.527-98).

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

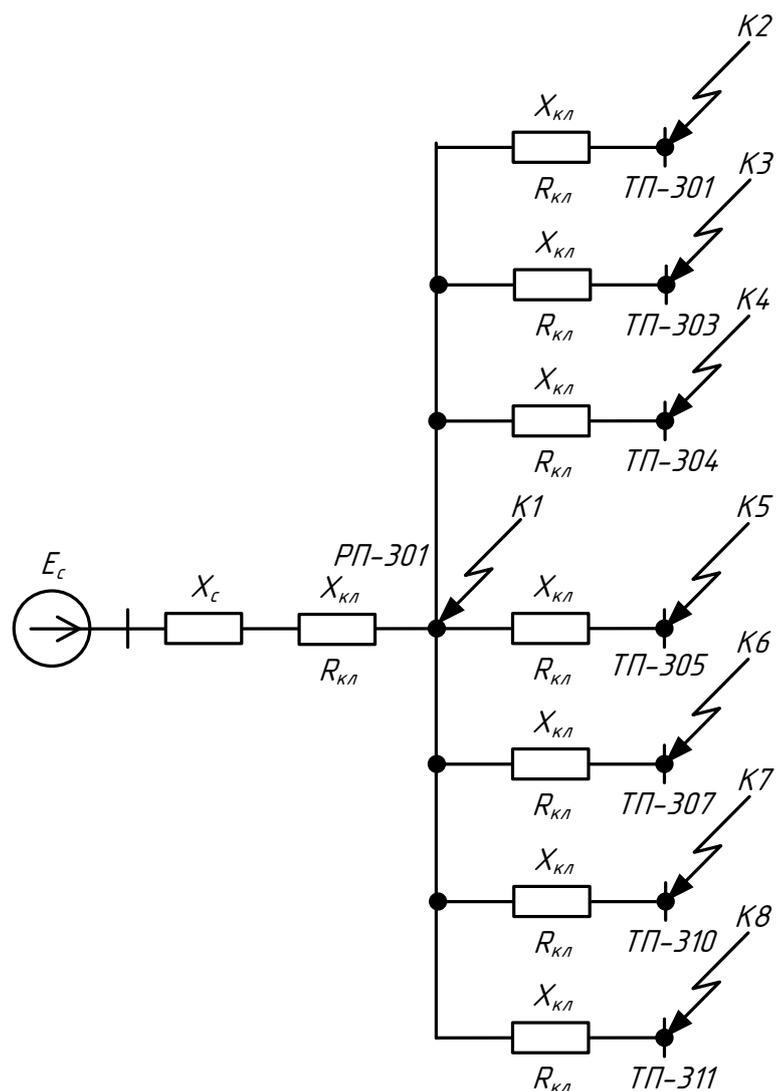


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в точке К1, то есть на шинах РП1:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5} = 1,21 \text{ Ом},$$

$$Z = \sqrt{(0,14 + 1,21)^2 + 0,36^2} = 1,4 \text{ Ом},$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,4} = 4,33 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,33 = 3,75 \text{ кА.}$$

Согласно РД 153-34.0-20.527-98 $k_{уд}$ в данной точке равен 1,4. Ударный ток (35):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 4,33 = 8,57 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	РП-301	4,33	3,75	1,4	8,57
К2	ТП-301	2,68	2,32	1,05	3,98
К3	ТП-303	3,38	2,93	1,15	5,50
К4	ТП-304	4,15	3,59	1,7	9,98
К5	ТП-305	2,94	2,54	1,1	4,57
К6	ТП-307	2,44	2,11	1,03	3,55
К7	ТП-310	2,86	2,48	1,1	4,45
К8	ТП-311	3,79	3,28	1,3	6,97

4.2 Расчет токов КЗ в сети 0,69 кВ

Токи КЗ в сети 0,69кВ определяются в следующей точке на шинах 0,69 кВ расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ [6].

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле, кА:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (36)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле, Ом:

$$z = \sqrt{\left(r_{mp} + r_{ав} + r_{Контав} + r_{шкtn} + r_{перех}\right)^2 + \left(x_c + x_{mp} + x_{ав} + x_{шкtn}\right)^2}, \quad (37)$$

где x_{mp} – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

r_{mp} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

$r_{ав}$ – активное сопротивление автоматического выключателя (0,65 мОм);

$r_{контав}$ – активное сопротивление контакта автоматического выключателя (0,15 мОм);

$r_{шкtn}$ – активное сопротивление шины КТП (0,01 мОм);

$r_{перех}$ – переходное сопротивление контактов и дуги в месте КЗ (15 мОм);

$x_{ав}$ – реактивное сопротивление автоматического выключателя (0,17 мОм);

$x_{шкtn}$ – реактивное сопротивление шины КТП (0,06 мОм);

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$x_{mp} = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3, \quad (38)$$

$$r_{mp} = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3, \quad (39)$$

где $U_{к.р. \%}$ – реактивная составляющая напряжения КЗ, 6,09 %;

$U_{к.а. \%}$ – активная составляющая напряжения КЗ, 1,05 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле. кА:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{Z_{\Sigma}}, \quad (40)$$

где $Z_{\Sigma} = \sqrt{(r_{nn} + r_{on} + r_{nn})^2 + (x_{nn} + x_{on} + x_{nn})^2}$,

где r_{nn}, r_{on}, r_{nn} – активное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности;

x_{nn}, x_{on}, x_{nn} – индуктивное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности.

Произведем расчет для ТП-301, питающаяся от РП-301.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

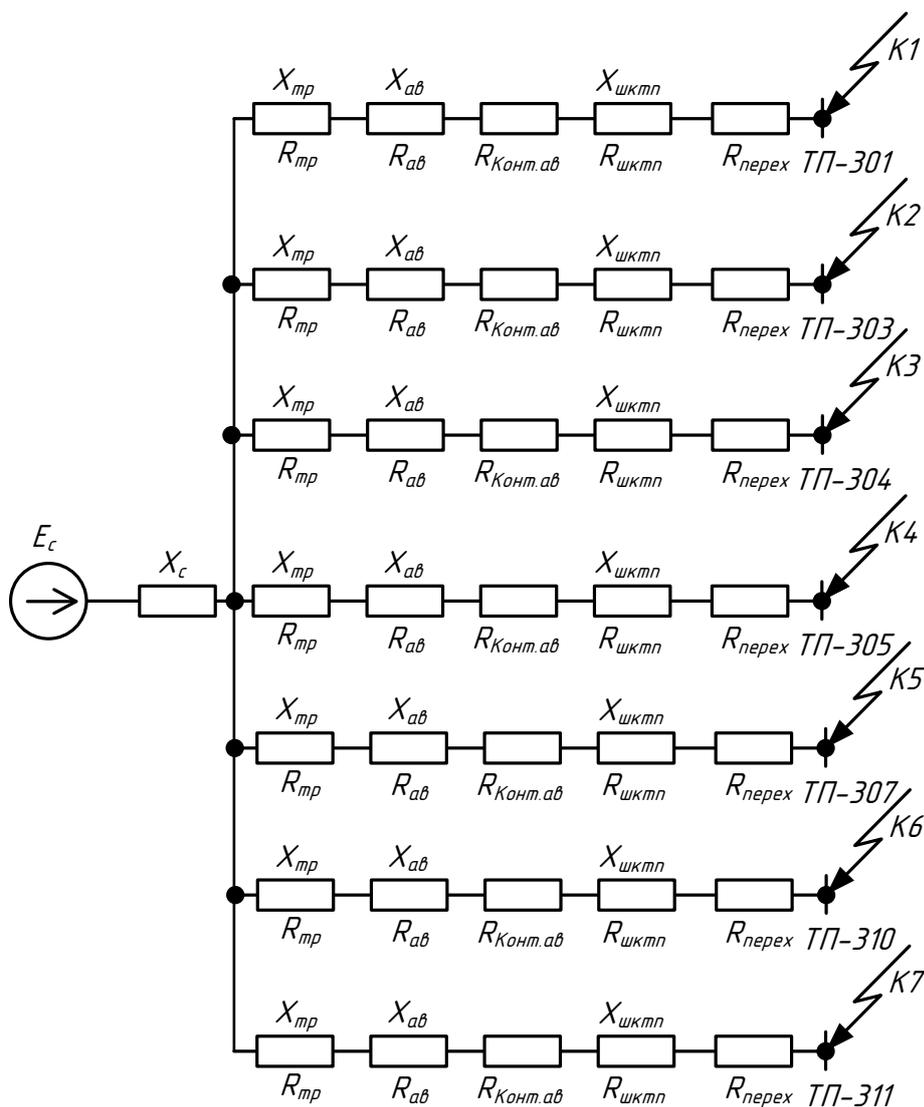


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точки К1:

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5} \cdot \left(\frac{0,69}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 5,24 \text{ мОм},$$

$$r_{mp} = \frac{1,05 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 630} \cdot 10^3 = 1,83 \text{ мОм},$$

$$x_{mp} = \frac{6,09 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 630} \cdot 10^3 = 10,66 \text{ мОм}.$$

Сопротивление трехфазного КЗ, мОм:

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{\left(r_{mp} + r_{ав} + r_{Контав} + r_{шкtn} + r_{перех} \right)^2 + \left(x_c + x_{mp} + x_{ав} + x_{шкtn} \right)^2}, \quad (41)$$

$$z_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{(1,84 + 0,65 + 0,15 + 0,01 + 15)^2 + (5,24 + 10,66 + 0,17 + 0,06)^2} = 23,9.$$

Ток трехфазного КЗ (36), кА:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 28,13} = 8,21.$$

Сопротивление однофазного КЗ, мОм:

$$Z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{Контав} + (2 \cdot r_{шкtn} + 10 \cdot r_{шкtn}) + 3 \cdot r_{перех} \right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{mp} + 3 \cdot x_{ав} + (2 \cdot x_{шкtn} + 8,5 \cdot x_{шкtn}) \right)^2}, \quad (42)$$

$$Z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 1,84 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,01 + 10 \cdot 0,01) + 3 \cdot 15)^2 + (2 \cdot 5,24 + 3 \cdot 10,66 + 3 \cdot 0,17 + (2 \cdot 0,06 + 8,5 \cdot 0,06))^2} = 68,65.$$

Ток однофазного КЗ (40), кА:

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 690}{68,64} = 17,41.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
1	2	3	4
К1	ТП-301	16,67	17,41
К2	ТП-303	16,67	17,41
К3	ТП-304	16,67	17,41
К4	ТП-305	19,19	20,03
К5	ТП-307	21,55	22,37
К6	ТП-310	21,55	22,37
К7	ТП-311	19,19	20,03

5 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля [12].

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (43)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$;

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты;

$t_{откл.в}$ – время отключения выключателя;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с}.$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$S_{мер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (44)$$

где C_m – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для алюминиевых кабелей $C_m = 90 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$).

Для примера произведем расчет для проверки кабеля РП-301 – ТП-301.

$$B_k = 2,68 \cdot [0,57 + 0,01] = 1,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{1,55 \cdot 10^3}}{90} = 0,44 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение $25 \text{ мм}^2 > 0,44 \text{ мм}^2$, следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше $0,44 \text{ мм}^2$.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП-301.

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

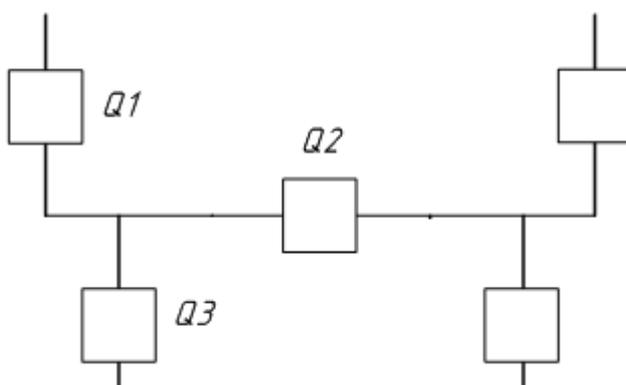


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q1, остальные выключателя вбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель Q1:

$$I_{номQ1} = \frac{\sqrt{7542,6^2 + 6258,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 283,7 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [12]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (45)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном}; \quad (46)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном}; \quad (47)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа Evolis–10–25/630.

$$4,33 \leq 25 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (48)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, принимаем $t_{откл} = 1,5$ с учётом селективности.

$$B_k = 4,33^2 \cdot (1,5 + 0,06) = 27 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (49)$$

$$B_{к.в} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_K \leq B_{к.в},$$

$$27 \leq 1875 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}, \quad (50)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения, кА.

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}, \quad (51)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 4,33 = 6,1 \text{ кА}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	Evolis–10–25/630	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 283,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{yd} = 8,57 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{yd}$
$B_{к.} = 27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 4,33 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{nt} = 4,33 \text{ кА}$	$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
$i_{at} = 6,1 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 14,1 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{at}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

На все подходящие и отходящие присоединение устанавливаются аналогичные выключатели.

6.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке [12]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (52)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (53)$$

Выбираем SGS 10, который предназначен для установки в ячейках, с первичным током 400 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами Seram S40, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность связи по интерфейсу «человек–машина», что обеспечивает легкость в считывании данных и настройки защиты. Кроме функции измерения приборы Seram S40 имеют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Серам S40	0,5	-	-
Ваттметр	Серам S40	0,5	-	0,5
Варметр	Серам S40	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Серам S40	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (54)$$

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом},$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15 \text{ ВА}$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (55)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность приборов;

$$r_{\text{проб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}, \quad (56)$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м;

S_{min} – минимальное сечение проводов.

Выбираем провод сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho = 0,0283$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{КОНТ}} = 0,01 \text{ Ом.}$

Вторичная нагрузка Z_2 :

$$Z_2 = 0,064 + 0,07 + 0,01 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (42):

$$B_k = 4,33^2 \cdot (1,5 + 0,06) = 27 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов тока SGS 10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 283,7 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Hp} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{kp}$
$I_{уд} = 8,57 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

На все присоединения РП-301 выбираем аналогичные трансформаторы тока.

6.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа EGS с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [12]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (57)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	Sepam S40	3	1	1	3
Ваттметр	Sepam S40	4	2	1	8
Варметр	Sepam S40	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Sepam S40	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 33,4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения EGS-10 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 33,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

На все присоединения РП-301 устанавливаем аналогичные трансформаторы напряжения.

6.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов

На РП-301 10 кВ сборные шины предполагается выполнить жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный [12].

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП-301}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (58)$$

$$I_{н/а} = \frac{9797,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 565,7 \text{ А.}$$

Принимаем шины АДО сечением $q=50 \times 5=250 \text{ мм}^2$, с длительно допустимым током 665 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП-301 ($I_{п.о.} = 4,34 \text{ кА}$, $i_y = 8,58 \text{ кА}$).

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_K = 4,34^2 \cdot (1,57 + 0,06) = 30,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_K}}{C_T}, \quad (59)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{30,7 \cdot 10^3}}{90} = 1,95,$$

где $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ – для алюминия.

$$q_{\min} < q,$$

$$1,94 < 250 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (60)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (61)$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 1,94^3}{12} = 0,3 \text{ см}^4,$$

где q – поперечное сечение шины, см^2 .

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,3}{2,5}} = 41,7 \text{ Гц},$$

Так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (62)$$

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{8580^2}{0,245} \cdot 10^{-7} = 52,0 \text{ Н / м},$$

где $a = 0,245$ м – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (63)$$

$$M = \frac{52,0 \cdot 1,2^2}{10} = 7,5 \text{ Н / м},$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами ($l = 1,2$ м).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (64)$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6},$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 1,94^2}{6} = 0,31 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} = \frac{7,5}{0,31} = 24 \text{ МПа}.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДО по ГОСТу 30323-95:

$$\sigma_{дон} = 82 \text{ МПа}.$$

Условие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$ соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

Так как, все условия выполняются, значит шины выбраны верно.

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 565,7 \text{ А}$	$I_{дл.дон} = 630 \text{ А}$	$I_{дл.дон} \geq I_{max}$
$q_{min} = 1,94 \text{ мм}^2$	$q = 250 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 24 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$

На РП-301 принимаем сборные шины АДО.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6F_{разр}, \quad (65)$$

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

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Выбираем опорные изоляторы марки ИО -10-3,75.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (66)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{8580^2 \cdot 1,2}{0,145} \cdot 10^{-7} = 105,5 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется по формуле (66):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 105,5 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбранные изоляторы марки ИО–10–3,75 полностью удовлетворяют условиям проверки.

6.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП-301 10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ NEXIMA производства «Schneider Electric», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ NEXIMA комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации.

Ячейки КРУ NEXIMA обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги.

Работа с КРУ отличается простотой и удобством. Управление всеми операциями по обслуживанию шкафа производится всего двумя ручками управления.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

На все присоединения РП–301 устанавливаем аналогичные ячейки КРУ.

6.6 Выбор и проверка предохранителей 10 кВ

Трансформаторы 10/0,69 в производственных электрических сетях, как правило, защищается плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и автоматическими выключателями на стороне 0,69 кВ. [5].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР} , \quad (67)$$

где I_B – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток для ТП–301 определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} , \quad (68)$$

где S_{Σ} – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, то есть с учётом аварийных ситуаций.

Рассчитываем ток для ТП–301 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А}.$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 60 А.

Выбираем предохранитель марки ПКТ-102 [5].

Выбор предохранителей на сторонах 10 кВ представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}$, А	$I_{пл.вст}$, А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП–301	36,37	40	ПКТ-102
ТП–303	36,37	40	ПКТ-102
ТП–304	36,37	40	ПКТ-102
ТП–305	57,74	80	ПКТ-103
ТП–307	115,4	160	ПКТ-104
ТП–310	115,4	160	ПКТ-104
ТП–311	57,74	80	ПКТ-103

После выбора предохранителя необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника [5]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.дон} ; \tag{69}$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк} ; \tag{70}$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{no}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B ; \quad (71)$$

Предохранители имеющие меньшие номинальные токи имеют достаточно большой запас отключающей способности, поэтому они пройдут проверку по данным условиям.

6.7 Выбор и проверка автоматических выключателей и выключателей нагрузки

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току [5]:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p , \quad (72)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА.	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП–301	769,3	643,7	800	Masterpact NT08
ТП–303	704,9	589,8	630	Masterpact NT06
ТП–304	653,4	546,8	630	Masterpact NT06
ТП–305	1033,0	864,4	1000	Masterpact NT10
ТП–307	2408,8	2015,5	2500	Masterpact NW25H2
ТП–310	2326,5	1946,7	2000	Masterpact NW20H2
ТП–311	1370,2	1146,5	1250	Masterpact NT12

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{yd} \leq i_{дин} .$$

Минимальная предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 42 кА, что в несколько раз больше максимального тока трехфазного КЗ, из этого следует, что проверку производить не обязательно.

Выбор разъединителей проводится как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

Таблица 25 – Выбор выключателей нагрузки

№ ТП	$I_{ном}, А$	$I_p, А$	$I_{уд}, А$	Марка выключателя нагрузки
1	2	3	4	5
ТП–301	630	36,37	3,98	LBSkit–630
ТП–303	630	36,37	5,50	LBSkit–630
ТП–304	630	36,37	9,98	LBSkit–630
ТП–305	630	57,74	4,57	LBSkit–630
ТП–307	630	115,4	3,55	LBSkit–630
ТП–310	630	115,4	4,45	LBSkit–630
ТП–311	630	57,74	6,97	LBSkit–630

6.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Трансформатор собственных нужд – это силовой понижающий трансформатор, служащий для питания электроприёмников собственных нужд распределительного пункта. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд распределительного пункта являются оперативные цепи, аварийное освещение, система связи, телемеханика, освещение, электроотопление помещений.

К приемникам РП–301 относятся:

Первая группа

- аппаратуры связи телемеханики (5 кВт), оперативные цепи (5 кВт).

Вторая группа

- электроотопление помещения (10 кВт), освещение (10 кВт).

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению [5]:

$$S_{\Sigma} = k_{И1} \cdot S_1 + k_{И2} \cdot S_2 + k_{И3} \cdot S_3 + k_{И4} \cdot S_4, \quad (73)$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования определяется по справочнику.

Найдем суммарную мощность для первой категории:

$$S_{\Sigma 1} = 0,3 \cdot 5 + 0,5 \cdot 5 = 4 \text{ кВА.}$$

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma 2} = 0,6 \cdot 10 + 0,8 \cdot 10 = 14 \text{ кВА.}$$

Суммарная мощность от двух групп:

$$S_{\Sigma 1,2} = 4 + 14 = 18 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{\Sigma 1,2}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (74)$$

$$S_T = \frac{18}{2 \cdot 0,75} = 12 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем трансформатор собственных нужд типа ТЛС-25/10/0,4.

6.9 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию [13]:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (75)$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2 – 5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{\max.раб}}{K_B}, \quad (76)$$

где $U_{\max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (кривая приведена на рисунке б), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

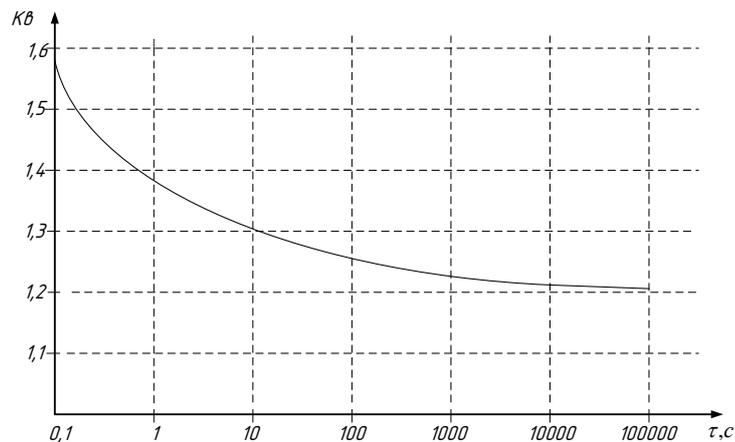


Рисунок б – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right). \quad (77)$$

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B}, \quad (78)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота.

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (79)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (80)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

В данной дипломной работе были установлены ОПН на шинах 10 кВ РП, а также на отходящих присоединениях от РП–301.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию (75):

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7}{1,21} = 5,8 \text{ кВ.}$$

Удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{280}{10} = 2,8.$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки Siemens 3EF3.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	Siemens 3EF3
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	12
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	42,5
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	4

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

7.1 Расчет заземления распределительной подстанции

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называют сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при вы-

сыхании или промерзании грунта учитываются повышающими коэффициентами.

В зависимости от места размещения заземлителей относительно заземляющего оборудования различают два типа заземляющих устройств – выносное и контурное.

При выносном заземляющем устройстве заземлитель вынесен за пределы площадки, на которой размещено заземляемое оборудование.

При контурном заземляющем устройстве электроды заземлителя размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование, а также внутри этой площадки.

В открытых электроустановках корпуса присоединяют непосредственно к заземлителю проводами. В зданиях прокладывается магистраль заземления, к которой присоединяют заземляющие провода. Магистраль заземления соединяют с заземлителем не менее чем в двух местах.

В качестве заземлителей в первую очередь следует использовать естественные заземлители в виде проложенных под землёй металлических коммуникаций (за исключением трубопроводов для горючих и взрывчатых веществ, труб теплотрасс), металлических конструкций зданий, соединённых с землёй, свинцовых оболочек кабелей, обсадных труб артезианских колодцев, скважин, шурфов.

В качестве естественных заземлителей подстанций и распределительных устройств рекомендуется использовать заземлители опор отходящих воздушных линий электропередачи, соединённых с заземляющим устройством подстанций или распределительным устройством с помощью грозозащитных тросов линий.

Если сопротивление естественных заземлителей R_z удовлетворяет требуемым нормам, то устройство искусственных заземлителей не требуется. Но это можно только измерить. Посчитать сопротивление естественных заземлителей нельзя.

Когда естественные заземлители отсутствуют или использование их не даёт нужных результатов, применяют искусственные заземлители – стержни из угловой стали размером 50X50, 60X60, 75X75 мм с толщиной стенки не менее 4 мм, длиной 2,5 — 3 м; стальные трубы диаметром 50—60 мм, длиной 2,5 — 3 м с толщиной стенки не менее 3,5 мм; прутковая сталь диаметром не менее 10 мм, длиной до 10 м и более.

Заземлители забивают в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остаётся 0,5 — 0,8 м. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5—5 м.

Для соединения вертикальных заземлителей между собой применяют стальные полосы толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм² или стальной провод диаметром не менее 6 мм. Полосы (горизонтальные заземлители) соединяют с вертикальными заземлителями сваркой. Место сварки обмазывается битумом для влагоизоляции.

Магистраль заземления внутри зданий с электроустановками напряжением до 1000 В выполняют стальной полосой сечением не менее 100 мм² или сталью круглого сечения той же проводимости. Ответвления от магистрали к электроустановкам выполняют стальной полосой сечением не менее 24 мм² или круглой сталью диаметром не менее 5 мм.

В качестве горизонтальных проводников принимается стальной провод диаметром 15 мм. В качестве вертикальных проводников приняты угловая сталь размером 50X50 с длиной $l_{в}$, равной 5 метрам и с глубиной заложения до поверхности земли 0,6 м. Расстояние между вертикальными электродами a – 5 метров. Глубина заложения горизонтальных заземлителей – 0,6 м. Проверка принятого сечения горизонтальных проводников по условиям термической и коррозионной стойкости:

Произведем расчет заземления РП-301.

Определяем площадь используемую под заземлитель (м²). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами

распределительной подстанции к силовому оборудованию дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра [14]:

Геометрические размеры РП принимаем исходя из ее плана.

$$A=8,8 \text{ м}; B=29,6 \text{ м}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (81)$$

$$S = (8,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (29,6 + 2 \cdot 1,5) = 384,7 \text{ м}^2.$$

где A – ширина территории подстанции;

B – длина территории подстанции.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (82)$$

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 7,5^2 = 176,7 \text{ мм}^2,$$

где R – радиус проводника, принимаем равным $7,5 \text{ мм}^2$.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(3)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (83)$$

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{4340^2 \cdot 0,55}{400 \cdot 21}} = 35,1 \text{ мм}^2,$$

где $I_K^{(3)}$ – ток короткого трехфазного замыкания (А);

$t_{P.З}$ – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

β – коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$).

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{СР} \cdot (d_{ПР} + S_{СР}), \quad (84)$$

где $S_{СР}$ – средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{СР} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (85)$$

$$S_{СР} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 1,38,$$

где T – расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

a_K, b_K, c_K, d_K – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,005;0,0031;0,041;0,243.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 1,38 \cdot (15 + 1,38) = 71,2 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{Т.С.}, \quad (86)$$

$$F_{\phi} = 71,2 + 35,1 = 106,3 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (87)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{106,3}{3,14}} = 5,8 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 6 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины горизонтальных полос (м):

$$L_{\Gamma} = ((A+1,5) \cdot 2) + ((B+1,5) \cdot 2), \quad (88)$$

$$L_{\Gamma} = ((8,8+1,5) \cdot 2) + ((29,6+1,5) \cdot 2) = 82,8 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$n_{zA} = \frac{((A+1,5) \cdot 2)}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (89)$$

где $l_{\Pi-\Pi}$ – длина одной полосы (5 м);

$$n_{zA} = \frac{((8,8+1,5) \cdot 2)}{5} = 5.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$n_{zB} = \frac{((B+1,5) \cdot 2)}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (90)$$

$$n_{zB} = \frac{((9+1,5) \cdot 2)}{5} = 13.$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{L_{\Gamma}}{a}, \quad (91)$$

$$n_B = \frac{82,8}{3} = 27,6,$$

где a – расстояние между вертикальными электродами (примем 3 м);

Количество вертикальных электродов примем равным 28.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Так как место, где расположен распределительный пункт №2, грунты такие: супесь и глина

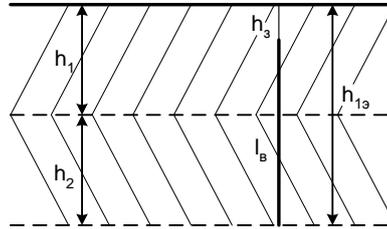


Рисунок 7 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м):

$$\rho_{1э} = \frac{h_{1э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (92)$$

$$\rho_{1э} = \frac{5+0,6}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 113,5 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

где $h_{1э} = l_B + h_3$ – граница разделения слоев двухслойной модели (м);

h_3 – глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (93)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом*м):

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{H_{PACЧ} - h_{1\varepsilon}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}. \quad (94)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{7 - 5,6}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 28,37 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1\varepsilon} - h_3}{l_B} = \frac{5,6 - 0,6}{5} = 1;$$

$$\frac{\rho_{1\varepsilon}}{\rho_{2\varepsilon}} = \frac{113,5}{28,37} = 4.$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2\varepsilon}} = 3$ [14], откуда

$$\rho_{ЭКВ} = 26,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (95)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{26,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,6 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,6 + 5)}\right) = 5,5 \text{ Ом}.$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_{\Gamma}}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (96)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{26,4}{2 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,6}}\right) = 10 \text{ Ом},$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя (м).

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (97)$$

$$R_{\text{СТ}} = \frac{5,5 \cdot 10}{0,75 \cdot (18 \cdot 10 + 28 \cdot 5,5)} = 0,22 \text{ Ом},$$

где η – коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{\text{И}} = \frac{\alpha_{\text{И}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{n \cdot \eta}, \quad (98)$$

$$R_{\text{ИВ}} = \frac{5,5 \cdot 1}{18 \cdot 0,75} = 0,41 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{\text{И}}$ – импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов (Ом):

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{\text{И}} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (99)$$

где τ_{ϕ} – длительность фронта тока молнии ($I_M = 60$ кА $\tau_{\phi} = 2$ мкс);

L_0 - удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31 \right), \quad (100)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,18 \text{ мкГн/м},$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,18 \cdot 82,8}{3 \cdot 2 \cdot 14,42} = 2,6,$$

$$R_{II\Gamma} = \frac{10 \cdot 2,6}{18 \cdot 0,75} = 1,93 \text{ Ом}.$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{II\Gamma} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{II\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{IIВ})}, \quad (101)$$

$$R_{II} = \frac{1,93 \cdot 0,41}{0,75 \cdot (28 \cdot 1,93 + 18 \cdot 0,41)} = 0,017 \text{ Ом}.$$

Сопротивления заземлителя растеканию тока R_{II} согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом. Полученное значение не превышает допустимого, а значит делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

8.1.1 Техника безопасности при монтаже, эксплуатации и ремонте кабельных линий

Все работы по техническому обслуживанию электроустановок, проведению в них переключений, выполнению строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытаний и измерений должны проводиться в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, а так же в соответствии с целым рядом других Правил и инструкций.

Перед началом проведения работ должен быть выполнен комплекс организационных и технических мероприятий.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; выдача разрешений на подготовку рабочего места и на допуск к работе; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы [7].

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

установлено заземление;

вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты [7].

При производстве работ на кабельных линиях необходимо соблюдать целый ряд специфических требований. Вот некоторые основные из них.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем допускается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок кабельной линии должно быть произведено контрольное вскрытие линии.

В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда есть угроза обвала, их стены должны быть надежно укреплены.

В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления стен, но с устройством откосов, соответствующих углу естественного откоса грунта.

Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка и крепление грунта в выемках глубиной более 2 м должны производиться по плану производства работ.

В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и при отсутствии расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глуби-

ну не более: 1 м – в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах; 1,25 м – в супесях; 1,5 м – в суглинках и глинах.

В плотных связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск работников в траншеи не допускается. В местах траншеи, где необходимо пребывание работников, должны быть устроены крепления или выполнены откосы.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель следует определить:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале – прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;
- при прокладке кабелей в земле – сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабелеискательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением.

Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При проколе кабеля следует пользоваться спецодеждой, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз, при этом необходимо стоять на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля.

Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или производитель и ответственный руководитель работ; один из них непосредственно прокалывает кабель, а второй – наблюдает.

Если в результате повреждений кабеля открыты все токоведущие жилы, отсутствие напряжения можно проверять непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

Для заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы заземлитель, погруженный в почву на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне следует посредством хомутов; броня под хомутом должна быть зачищена.

В тех случаях, когда броня подверглась коррозии, допускается присоединение заземляющего проводника к металлической оболочке кабеля.

На кабельных линиях электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель, допускается, по усмотрению выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

Вскрывать соединительные муфты и разрезать кабель в тех случаях, когда предварительный прокол не делается, следует заземленным инструментом, надев диэлектрические перчатки, используя средства защиты лица и глаз, стоя на изолирующем основании.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

Не допускается при прокладке кабеля стоять внутри углов поворота, а также поддерживать кабель вручную на поворотах трассы. Для этой цели должны быть установлены угловые ролики.

Перекалывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекалывать кабель, находящийся под напряжением, допускается при условиях:

- перекалываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5°С;

- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением до 1000 В.

Работу в подземных кабельных сооружениях, а также осмотр со спуском в них, должны выполнять по наряду не менее 3 работников, из которых двое - страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена связь.

Для освещения рабочих мест в колодцах и туннелях должны применяться светильники напряжением 12 В или аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении. Трансформатор для светильников напряжением 12 В должен располагаться вне колодца или туннеля [7].

8.1.2 Расчёт системы искусственного освещения

Расчёт производится методом коэффициента использования светового потока системы общего искусственного освещения помещения АБК цеха ПРУФ длиной А, шириной В, высотой Н. В качестве источника света использовать люминесцентные лампы. Приведем схему расположения светильников в помещении. Рассчитаем потребляемую электрическую мощность осветительной системой. Напряжение электрической сети в здании 220 В. В помещении размещены рабочие места инженерно-технических работников, оборудованные персональными электронно-вычислительными машинами. Коэффициенты отражения равны: для стен R_c ; для потолка R_n . Коэффициент запаса k по СП 52.13330.2016. «Естественное и искусственное освещение». Коэффициент неравномерности освещения $z = 0,9$. Высота рабочей поверхности равна h_p . Численные данные взятые из плана здания приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Данные к расчету искусственного освещения

A, м	B, м	H, м	h _p , м	R _п , %	R _с , %	k
8	6	4	0,75	70	50	1,4

Решение задачи производим в следующей последовательности:

1) Производим выбор системы освещения:

- так как было решено выбрать люминесцентные лампы, а также исходя из того, что работа в помещении производится по всей площади помещения, то в соответствии с требованиями Раздела 7 пункта 7.1 СП 52.13330.2016. «Естественное и искусственное освещение» (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 7 ноября 2016 г.), применяем общее равномерное искусственное освещение [9].

2) Производим выбор источников света:

- по условиям помещения применяем люминесцентные лампы.

3) Выбираем тип светильника и определяем высоту подвеса над рабочей поверхностью.

Так как помещение имеет коэффициент запаса $k=1,4$ и это помещение с малым выделением пыли, а также имеет коэффициенты отражения потолка и стен, так же соответствует помещению с хорошим отражением соответствующих поверхностей – выбираем открытый двухламповый светильник ШОД-2-80, соответствующий указанным требованиям;

4) Расчёт освещенности выполняется в соответствии с методическими указаниями к практическим занятиям по Безопасности жизнедеятельности [11].

Характеристики светильника ШОД-2-80:

- длина 1530 мм, ширина 284 мм, высота 155 мм, КПД 83 %.

По формуле (107) определяем высоту подвеса светильника над рабочей поверхностью, м:

$$h = H - h_p - h_c, \quad (102)$$

$$h = 4 - 0,75 - 0,705 = 2,545,$$

где $H=4$ – высота помещения, м;

$h_p = 0,75$ – высота рабочей поверхности над уровнем пола, м;

$h_{CB} = 0,705$ – расстояние от светового центра светильника до потолка, м;

5) Определяем освещенность на рабочих местах:

- так как в соответствии с требованиями пункта 6.3 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [17] и СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [9] освещенность в помещении с рабочими местами, оборудованными ПЭВМ не должна быть более 300 лк, то принимаем освещенность на рабочих местах равной 300 лк.

6) Коэффициент запаса выбираем $k=1,4$; что соответствует помещению с малым выделением пыли.

7) Определяем необходимое количество светильников:

Определение необходимого количества светильников производим исходя из размеров производственного помещения, а также в зависимости от выбранного типа светильника.

Расстояние между рядами светильников определяем по формуле, м:

$$L=l *h, \quad (103)$$

$$L = 1,3 * 2,545 = 3.309,$$

где L – расстояние между рядами светильников;

l – наивыгоднейшее относительное расстояние между светильниками, м;

h – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м;

$l = 1,3$ – расчетное значение.

Определяем количество светильников в ряду по формуле, шт.:

$$n_{CB} = \frac{(A - 2\frac{L}{3})}{l_{CB}}, \quad (104)$$

$$n_{\text{свряд}} = \frac{8 - 2 \frac{3,309}{3}}{1,530} = 3,787 \approx 3,$$

где $n_{\text{св}}$ – количество светильников с люминесцентными лампами в ряду;

L – расстояние между рядами светильников;

A – длина помещения;

$l_{\text{св}}$ – длина светильника;

$$O_{\text{хх}} = 0,787$$

$$n_{\text{свряд}} = 3$$

$$\Delta = \frac{O_{\text{хх}} \cdot L_{\text{св}}}{n_{\text{свряд}} - 1}, \quad (105)$$

$$\Delta = \frac{0,787 \cdot 1,530}{3 - 1} = 0,602 \text{ м},$$

$$A = 2 \cdot \frac{L}{3} + n_{\text{свряд}} \cdot l_{\text{св}} + \Delta \cdot (n_{\text{свряд}} - 1), \quad (106)$$

$$A = 2 \cdot \frac{3,309}{3} + 3 \cdot 1,530 \cdot 0,602 \cdot (3 - 1) = 8 \text{ м}.$$

Определяем количество рядов светильников по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B}{L}, \quad (107)$$

$$n_{\text{ряд}} = \frac{6}{3,309} = 1,814 \approx 2,$$

где $n_{\text{ряд}}$ – количество рядов светильников с люминесцентными лампами;

B – ширина помещения, м;

L – расстояние между рядами светильников, м.

Общее количество светильников:

$$N = n_{\text{свряд}} \cdot n_{\text{ряд}}, \quad (108)$$

$$N = 3 \cdot 2 = 6 \text{ шт},$$

$$B^{\wedge} = 2 \cdot \frac{L}{3} + (n_{\text{ряд}} - 1) \cdot L + n_{\text{ряд}} \cdot u_{\text{св}}, \quad (109)$$

$$B^{\wedge} = 2 \cdot \frac{3,309}{3} + (2 - 1) \cdot 3,309 + 2 \cdot 0,284 = 6,082 \text{ м},$$

$$\delta = B - B^{\wedge}, \quad (110)$$

$$\delta = 6 - 6,758 = -0,082 \text{ м},$$

$$\Delta L = \frac{3 \cdot \delta}{2 + 3 \cdot (n_{\text{ряд}} - 1)}, \quad (111)$$

$$\Delta L = \frac{3 \cdot (-0,082)}{2 + 3 \cdot (2 - 1)} = -0,049 \text{ м},$$

$$\delta = 2 \cdot \frac{\Delta L}{3} + (n_{\text{ряд}} - 1) \cdot \Delta L, \quad (112)$$

$$\delta = 2 \cdot \frac{(-0,049)}{3} + (2 - 1) \cdot (-0,049) = -0,082 \text{ м},$$

$$L^{\wedge} = L + \delta, \quad (113)$$

$$L^{\wedge} = -0,049 + (-0,082) = -0,131 \text{ м},$$

$$\Delta L^{\wedge} = \frac{\delta - (n_{\text{ряд}} - 1) \cdot \Delta L}{2}, \quad (114)$$

$$\Delta L^{\wedge} = \frac{-0,082 - (2 - 1) \cdot (-0,049)}{2} = -0,016 \text{ м},$$

$$L^{\prime\prime} = L + \Delta L^{\prime}, \quad (115)$$

$$L^{\prime\prime} = 3,309 + (-0,016) = 3,292 \text{ м},$$

$$L_{ct} = \frac{L^{\prime\prime}}{3}, \quad (116)$$

$$L_{ct} = \frac{3,292}{3} = 1,097 \text{ м},$$

$$B^{\prime} = 2 \cdot L_{ct} + (n_{ряд} - 1) \cdot L^{\prime} + n_{ряд} \cdot u_{св}, \quad (117)$$

$$B^{\prime} = 2 \cdot 1,097 + (2 - 1) \cdot 3,226 + 2 \cdot 0,284 = 5,899 \text{ м}.$$

Определяем число ламп в светильниках по формуле, шт.:

$$n = n_{ряд} \times n_{св} \times a, \quad (118)$$

$$n = 2 \times 3 \times 2 = 12,$$

где $n_{св}$ – количество светильников с люминесцентными лампами в ряду;
 $n_{ряд}$ – количество рядов светильников с люминесцентными лампами;
 a – количество ламп в одном светильнике;
 n – число ламп в светильниках.

$$F = E_n \times k \times S \times z / n \times \eta, \quad (119)$$

где E_n – нормативная освещенность;
 S – площадь помещения;
 z – коэффициент неравномерности освещения;
 k – коэффициент запаса;
 η – коэффициент использования светового потока.

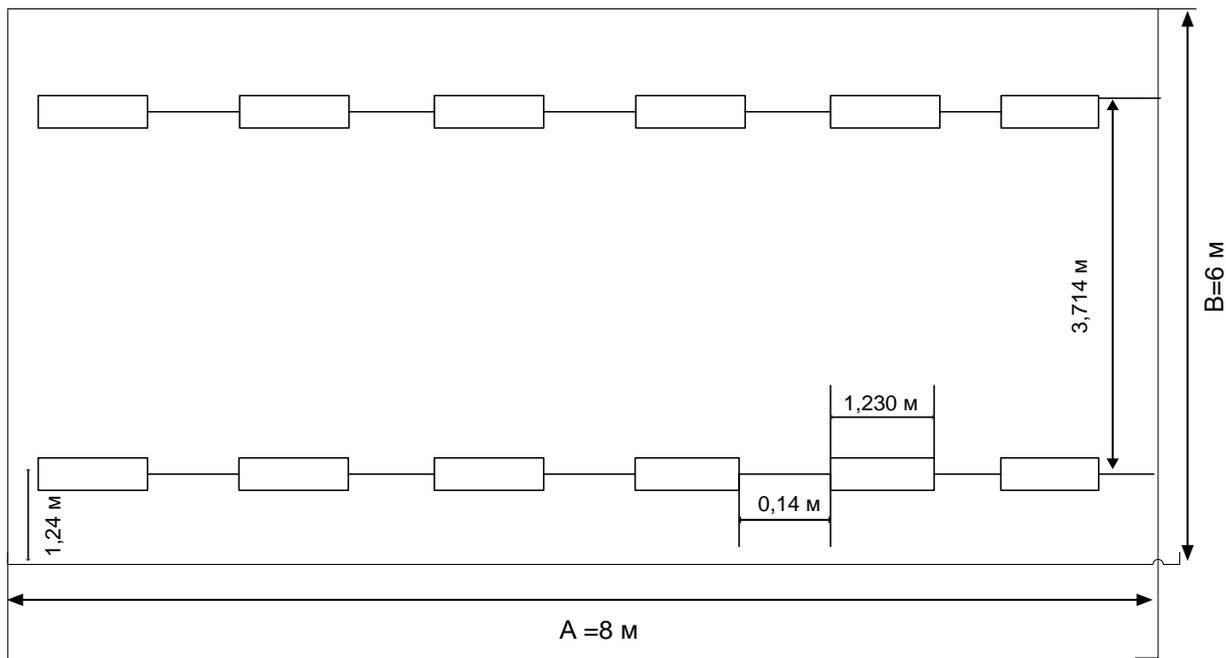


Рисунок 8 – Схема размещения светильников в помещении

Для этого определяем площадь производственного помещения, м²:

$$S=A \times B, \quad (120)$$

$$S=A \times B=8 \times 6=48,$$

где A – длина помещения;

B – ширина помещения.

Значение коэффициента использования определяем по справочным таблицам с учетом значений:

i – индекса помещения;

R_c – коэффициента отражения стен;

$R_{\text{п}}$ – коэффициента отражения потолка.

Индекс помещения определяем по формуле:

$$i = S / h (A+B); \quad (121)$$

$$i = 8 / 3.095 * (8+6)=1,347,$$

где S – площадь помещения;

h – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью;

A – длина помещения;

B – ширина помещения.

По справочным таблицам определяем приближенное значение коэффициента использования светового потока: $\eta=42\%=0,42$

По формуле (125) определяем величину суммарного светового потока:

$$F = (300 \times 1,4 \times 48 \times 0,9) / 12 \times 0,42 = 3600 \text{ лм.}$$

Исходя из величины светового потока по таблице выбираем люминесцентную лампу дневного света. (ЛХБ)

- мощность 80 Вт

- напряжение сети 220 В

- напряжение на лампе 108 В

- ток лампы 0,82 А

- световой поток 3840 лм.

С помощью проверочного расчета производим проверку светильников на соответствие освещенности.

$$- 10\% \leq F_T - F_{\text{л}} / F_T \leq 20\%,$$

где $F_{\text{л}}$ – расчетный световой поток одной лампы;

F_T – табличный световой поток одной лампы;

$$-10\% \leq (F_T - F_{\text{л}}) / F_T \times 100 \leq 20\%; \quad (122)$$

$$(3600 - 3840) / 3600 \times 100 = 6,25\%,$$

$$-10\% \leq 6,25\% \leq 20\%$$

Проведем проверочный расчет, лк:

$$E_{\text{раб.мест}} = \frac{F_{\text{л}} \cdot n \cdot \eta}{k \cdot S \cdot z}, \quad (123)$$

$$E_{\text{раб.мест}} = \frac{3840 \cdot 12 \cdot 0,42}{1,4 \cdot 48 \cdot 0,9} = 320,$$

где $F_{\text{л}}$ – расчетный световой поток одной лампы;

S – площадь помещения;

z – коэффициент неравномерности освещения;

k – коэффициент запаса;

η – коэффициент использования светового потока;

n – число ламп в светильниках.

Вывод:

Методом коэффициента использования светового потока рассчитали, что для достижения нормативной освещенности $E_{\text{тр}} = 300$ лк используем двухламповые светильники ШОД-2-80 с люминесцентной лампой ЛХБ мощностью 80 Вт и световым потоком 3840 лм.

8.2 Экологичность

В соответствии с принятой Политикой интегрированной системы менеджмента ООО «СИБУР» и предприятий ПАО «СИБУР Холдинг» (в области охраны труда и окружающей среды, промышленной безопасности, качества и энергоэффективности) Компания считает экологическую безопасность, охрану здоровья человека и окружающей среды неотъемлемым элементом своей деятельности и одним из стратегических приоритетов.

СИБУР ведет непрерывную комплексную работу по снижению воздействия на окружающую среду.

В целях реализации Экологической стратегии Компании в 2008 году была внедрена Корпоративная система экологического менеджмента СИБУРа (КСЭМ), соответствующая требованиям международного стандарта ISO 14001:2004. Эффективность Корпоративной системы экологического менедж-

мента подтверждается успешным прохождением ежегодных независимых аудитов на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001:2004.

Система экологического менеджмента дает возможность эффективно управлять экологическими аспектами деятельности предприятий Группы СИБУР от этапа проектной разработки до производственной и вспомогательной деятельности объектов, обеспечивая экологическую безопасность как при работе в нормальных условиях, так и в случае реагирования на нештатные ситуации. Непрерывное совершенствование системы корпоративного управления, построенного на принципах вертикальной интеграции, стратегического планирования, распределения ресурсов между предприятиями, разработки единых корпоративных стандартов, регламентов и политик, дает возможность поступательно улучшать результаты функционирования КСЭМ.

Исходя из приоритетных направлений улучшения деятельности в аспектах «производство – экологическая безопасность» в Компании ежегодно формируются корпоративные экологические цели и ключевые показатели по уровням и функциям внутри Компании. Поставленные цели служат основой для формирования конкретных задач и программ мероприятий, направленных на реализацию Экологической стратегии, нашедшей свое отражение в Политике интегрированной системы менеджмента, которая разделяется работниками и служит ориентирами на всех площадках. На предприятиях Компании такие мероприятия входят в ежегодные целевые экологические программы.

СИБУР также стремится соответствовать международным требованиям в области охраны окружающей среды.

Следуя экологической стратегии в цехе ПРУФ были заменены маслонеполненные трансформаторы на сухие трансформаторы с литой изоляцией с целью повышения экологичности и взрыво – пожаробезопасности. Так же была произведена реконструкция кабельных линий, а именно кабели из земляных траншей были перемещены на кабельные эстакады. Для минимизации ущерба земляному покрову.

8.3 Чрезвычайные ситуации

8.3.1 Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб используемых для локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО – ООО «СИБУР Тобольск»

Для локализации и ликвидаций последствий аварий на ОПО – площадка производства бутадиена ООО «СИБУР-Тобольск» привлекаются существующие аварийно – спасательные формирования на договорной основе.

Сведения о привлекаемых формированиях гражданской защиты (ФГЗ) и их оснащённости приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Сведения привлекаемых формированиях гражданской защиты (ФГЗ) и их оснащённости

№ п.п.	Полное название ФГЗ	Состав (посты, группы, звенья)	Численность ФГЗ	Оснащённость (виды и кол-во основных СИЗ, транспорта, технических средств и оборудования)	Кол-во, шт	Виды ЧС, на ликвидацию которых могут привлекаться ФГЗ
1	2	3	4	5	6	7
1	Аварийно-спасательная команда	Команда	104	ПТС ИП-4М ПДУ ВПХР СТРЕЛЕЦ КИО Автомобиль/ трактор Подъемно-транспортная техника	Транспорт согласно договора ТН 16851	Для ведения АСДНР

В целях обеспечения противопожарной защиты объектов ООО «СИБУР Тобольск» привлекается ПЧ-16 на основании заключенных договоров. Числен-

ность персонала обеспечивающего противопожарный режим ООО «СИБУР Тобольск» составляет не менее 162 человек.

Привлекаемая пожарная часть имеет следующее техническое вооружение, перечень которого представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Перечень технического вооружения

№ п/п	Наименование	Марка, тип	Кол-во (шт.)
1	2	3	4
1	Автомобильная цистерна на базе ЗИЛ-131	АЦ-3,0-40	4
2	Автомобильная цистерна на базе УРАЛ	АЦ-55-40	4
3	Автомобильная цистерна на базе КАМАЗ	АЦ-6-60	1
		АЦ-7,0-70	2
		АЦ-3,0-40	1
4	Пожарная насосная станция на базеЗИЛ-131	ПНС-110	1
5	Автомобиль рукавный на базе КАМАЗ	АР-2	1
6	Автомобиль воздушно-пенного тушения на базе УРАЛ	АВ-6-60	1
7	Установка комбинированного пожаротушения	«Пурга»-90	2
8	Компрессор для заправки баллонов Drager PA-94	«Пурга»-30	2
		УКС-400С2	1
9	Легковой автомобиль	УАЗ-315195	1
10	Легковой автомобиль	Хундай-Соната	1
11	Изолирующие дыхательные аппараты	Drager PA-94	27
12	Радиостанция портативная (носимая)	Motorola GP 340	18
		Motorola MP 300	8
13	Радиостанция автомобильная/стационарная	Motorola GP 340	14

По договору привлечен газоспасательный отряд (ГСО), имеющий Свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ и других неотложных работ в чрезвычайных ситуациях.

Общая численность привлекаемого персонала ГСО – не менее 57 чел.

На своем вооружении привлекаемый ГСО имеет технику и средства защиты, перечень которых приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Перечень техники и средств защиты ГСО

№ п/п	Наименование	Марка, тип	Кол-во шт.
1	2	3	4
1	Изолирующие дыхательные аппараты	ПТС «Профи»	49
2	Шланговые дыхательные аппараты	ШДА «Резерв»	4
3	Изолирующие костюмы закрытого типа	«Трельчем»	22
4	Костюмы открытого типа	«Стрелец-Кио»	8

1	2	3	4
5	Аппараты искусственной вентиляции легких	ГС-10	3
6	Газоанализаторы переносные	ФП-11	2
7	Комплект высотного снаряжения, средства связи и др. согласно Табелю оснащения	Комплект высотного снаряжения	2
8	Средства связи: - переносные рации - стационарные рации - мобильная - переговорные устройства	«Иком» Motorola Motorola Motorola	
9	Оперативный автобус	ПАЗ	2
10	Компрессоры воздушные	Маринер Е	2
11	Камера для отбора проб воздуха		10
12	Тренажер для отработки навыков искусственного дыхания	«Фантом»	1
13	Прибор для проверки дыхательных аппаратов ПТС	«Скад»	2

Каждый боец военизированного газоспасательного отряда оснащен средствами защиты: изолирующим дыхательным аппаратом, герметичным защитным костюмом, комплектом спецодежды, каской, аккумуляторной лампой и средствами связи.

Порядок организации медицинского обеспечения

Медицинское обеспечение на предприятии осуществляется силами и средствами врачебного здравпункта, работающего в круглосуточном режиме.

Данные о созданных в целях ликвидации последствий аварий запасах медицинских и иных средств, а также имеющейся техники врачебного здравпункта, приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень техники и запасов медицинских и иных средств врачебного здравпункта

№ п\п	Наименование	Марка, тип	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5
1	Реанимобиль	«ГАЗ-322173»	1	Находится в режиме готовности круглосуточно на здравпункте ЦГФУ
2	Медикаменты		450 кг	

1	2	3	4	5
3	Шприцы одноразовые		1000 шт.	
4	Дезинфицирующие средства		20 литров + 1000 таблеток	
5	Спец.одежда санитарная		6 компл.	
6	Приборы и аппараты медицинские		52 компл.	
7	Передвижное медицинское оборудование		1	Установлено на реанимобиле «ГАЗ-322173»

При необходимости может быть задействован дополнительный автотранспорт предприятия и машины «Скорой помощи» города.

8.3.2 Первоочередные действия при получении сигнала об аварии на объекте

При возникновении аварии диспетчер ООО «СИБУР Тобольск» для оперативной оценки возникшей обстановки запрашивает в ГСО метеоданные (скорость, направление ветра, температуру окружающей среды, облачность – визуально). На основании полученных данных диспетчер оценивает обстановку и сообщает по телефону АТС старшему дежурному ЕДДС города Тобольска.

При передаче информации диспетчер должен указать следующее:

- время возникновения аварии;
- место аварии (цех, установка, узел);
- характер аварии (разгерметизация, загорание и т.д.);
- принятые меры;
- причины аварии;
- примерный уровень ЧС, (площадь разлива, угроза распространения);
- вид опасного продукта (вещества);
- угроза технологическим установкам и прочему оборудованию;
- количество травмированных;
- количество погибших;

- количество эвакуированных;
- какой комплекс АСДНР проводится на месте происшествия;
- срок окончания АСДНР;
- метеорологическую обстановку.

В случае локального характера чрезвычайной ситуации для локализации и ликвидации ее последствий используются штатные силы и средства объекта, предусмотренные ПЛА объекта. При необходимости привлекаются специализированные подразделения (ПЧ и ГСО). Ответственным руководителем по спасению людей, локализации и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на уровне развития (А) – начальник цеха. До его прибытия на место аварии обязанности ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварий выполняет начальник смены; на уровне развития (Б) – технический директор.

До его прибытия на место аварии обязанности ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварий выполняет директор по производству или начальник цеха, в котором произошла авария.

При выходе чрезвычайной ситуации за пределы объекта порядок действия сил и средств определяется «Планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера предприятия».

При возникновении аварии ответственное лицо обязано:

- принять меры по оповещению об аварии в соответствии с существующей схемой оповещения;
- оценить обстановку, уточнить и спрогнозировать развитие аварии;
- принять меры по локализации и ликвидации последствий аварии силами невоенизированных формирований ГО и специализированных подразделений;
- принять меры по оцеплению места аварии силами охранного предприятия;
- принять меры по выводу из опасной зоны людей, не участвующих непосредственно в ликвидации аварии;

- выявить число и местонахождение людей, застигнутых аварией;
- принять меры по спасению людей;
- руководить действиями персонала невоенизированных формирований ГО, специализированных подразделений, обеспечить их взаимодействие и контролировать выполнение своих распоряжений;
- информировать городские власти о ходе работ по локализации аварии и ликвидации ее последствий;
- при необходимости через управление ГО и ЧС администрации города Тобольск решить вопрос о привлечении дополнительных сил и средств МЧС России и города.

Порядок действий сил и средств по предупреждению и ликвидации локальных аварий изложен в оперативной части ПЛА, а крупных аварий – в утвержденном и согласованном с МКУ «Управлением по делам ГО и ЧС г. Тобольска» плане действий по предупреждению и ликвидации ЧС природного и техногенного характера на ООО «СИБУР Тобольск» [8].

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [15].

9.1.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки достигается тем, что ее ток срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания, проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания [16]. Произведем расчёт для КЛ РП–301 – ТП – 301.

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (124)$$

где $I_{п0}^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей;

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 2,68 = 2,81 \text{ кА.}$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому $I_{с.з.}^{ТО}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (125)$$

где $\sum I_{ном.т}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$.

Покажем расчёт уставок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка РП–301 – ТП–301.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания трансформатора

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (126)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (127)$$

$$I_{бр.нам} = 3 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,1 \text{ кА,}$$

$$2,81 \geq 0,1 \text{ кА.}$$

Условие выполняется, значит, уставка выбрана верно.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки при максимальном

двухфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{I_{к\text{max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}}, \quad (128)$$

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{2,81}{2,32} = 1,21 \geq 1,2.$$

Так как согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени – около 1,2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1,2, то необходимо проверить сколько процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой. Для этого необходимо построить график спадания токов трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{с.з.}^{\text{ТО}}$, кА	$I_{бр.нам}$, кА	$I_{к\text{max}}^{(2)}$, кА	$k_{ч\text{ТО}}^{(3)}$
РП–301-ТП–301	2,68	2,81	0,10	2,32	1,21
РП–301-ТП–303	3,38	3,55	0,10	2,93	1,21
РП–301-ТП–304	4,15	4,34	0,10	3,59	1,21
РП–301-ТП–305	2,94	3,01	0,16	2,54	1,22
РП–301-ТП–307	2,44	2,56	0,33	2,11	1,21
РП–301-ТП–310	2,86	3,0	0,33	2,48	1,21
РП–301-ТП–311	3,79	3,98	0,16	3,28	1,21

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке.

9.1.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для участка РП–301-ТП–301.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_B} I_{р.мах}, \quad (129)$$

где $k_{зап.}$ – коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Seram S40» $k_{зап.} = 1,1$;

$k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, предусматривает возможность увеличения тока в защищаемой линии в из-за самозапуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Для производственных распределительных сетей $k_{сзп} = 1,2$;

$I_{р.мах}$ – максимальный ток в линии, А;

k_B – коэффициент возврата токового реле; для «Seram S40» принимаем в пределах 0,92–0,95;

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 44,4 = 62,16 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (130)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа SGS 10 с $I_{ном.} = 400$ А:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 62.16 = 1.35 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Seram S40» имеющую настраиваемые уставки, в том числе на 2А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (131)$$

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2320}{62,16} = 37,32 > 1,5,$$

где $I_{к\ min}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания «Seram S40» выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (132)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – ступень селективности. Δt для «Seram S40» принимается $\approx 0,5$.

Защитным устройством трансформаторов ТП является выключатель нагрузки и предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом селективной работы с автоматическим выключателем 0,69 кВ, и, время их срабатывания

составляет $t_1 = 0,8 \dots 1,0$ с. Поэтому, время срабатывания «Seram S40» принимается:

$$t_{с.з.} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Наибольшей плавкой вставкой во всей рассматриваемой петле является вставка на $I_{ном} = 40$ А. Для такой вставки по времятоковой характеристике предохранителя ПК определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время $t_{с.з.} = 1,3$ с. Для согласования МТЗ и предохранителей, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \tag{133}$$

где $I_{пл}$ – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время $t_{с.з.}$, А.

Для времени $t_{с.з.} = 1,3$ с: $I_{пл} = 60$ А.

$$62,16 \geq 60 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Seram S40» удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{\text{ч.МТЗ}}$	$I_{\text{пл}}, \text{ А}$
1	2	3	4	5	6
РП–301–ТП–301	62,16	44,4	1,35	37,32	40
РП–301–ТП–303	56,98	40,7	1,23	51,42	40
РП–301–ТП–304	52,78	37,7	1,14	68,02	40
РП–301–ТП–305	83,44	59,6	1,81	30,44	80

1	2	3	4	5	6
РП–301-ТП–307	194,74	139,1	4,22	10,83	160
РП–301-ТП–310	188,02	134,3	4,07	13,19	160
РП–301-ТП–311	110,74	79,1	2,40	29,62	80

По данным расчета можно увидеть, что токовую отсечку можно взять к установке на всех отходящих присоединениях.

9.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

ОЗЗ специализировано с целью защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а кроме того с целью защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Эта защита дает возможность увеличить многофункциональные способности и увеличение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип воздействия заключается в измерении тока утечки в землю через общее сопротивление сети относительно земли, данный ток усредняют, по среднему значению промеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с максимально возможным значением и, по достижении им максимально возможного значения формируют сигнал на выключение защищаемой сети, в дополнение выбирают фазу с максимальный по абсолютному значению напряжением сравнительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем промежутке времени, соответствующем этапу промышленной частоты, отмеченные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям устанавливают место повреждения изоляции. Помимо этого, меряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току утечки устанавливают единое сопротивление защищаемой сети относительно земли, что дает возможность обнаруживать повреждения в изоляции в ранней стадии формирования.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП–301 – ТП–301:

$$I_{\text{с.з.}}^{O33} = k_{\text{отс}} \cdot I_c, \quad (134)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки;

I_c – емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (135)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

$l_{\text{кл}\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий.

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,1}{10} \right) = 1,38 \text{ А},$$

$$I_{\text{с.з.}}^{O33} = 1,1 \cdot 1,38 = 1,51 \text{ А}.$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{\text{кл}\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{\text{с.з.}}^{O33}$, А
РП–301-ТП–301	1,10	1,38	1,51
РП–301-ТП–303	0,60	0,75	0,83
РП–301-ТП–304	0,13	0,16	0,18
РП–301-ТП–305	0,90	1,13	1,24
РП–301-ТП–307	1,80	2,25	2,48

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$, км	I_c , А	$I^{O33}_{с.з.}$, А
РП–301-ТП–310	1,30	1,63	1,79
РП–301-ТП–311	0,35	0,44	0,48

По данным расчета можно увидеть, что ОЗЗ можно выбрать к установке на всех отходящих присоединениях.

9.2 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (Автоматическое включение резерва, АВР) – способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

Общие требования к АВР:

АВР должен срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должен срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с неустранённым коротким замыканием.

Реализацию схем АВР осуществляют с помощью средств РЗА: реле различного назначения, цифровых блоков защит (контроллер АВР), переключателей – изделий, включающих в себя механическую коммутационную часть, микропроцессорный блок управления, а также панель индикации и управления.

АВР разделяют на:

АВР одностороннего действия. В таких схемах присутствует одна рабочая секция питающей сети, и одна резервная. В случае потери питания рабочей секции АВР подключит резервную секцию.

АВР двухстороннего действия. В этой схеме любая из двух линий может быть как рабочей, так и резервной.

АВР с восстановлением. Если на отключенном вводе вновь появляется напряжение, то с выдержкой времени он включается, а секционный выключатель отключается. Если кратковременная параллельная работа двух источников не допустима, то сначала отключается секционный выключатель, а затем включается вводной. Схема вернулась в исходное состояние.

АВР без восстановления.

9.3 Автоматическое повторное включение

Автоматическое повторное включение (АПВ) – одно из средств электроавтоматики, повторно включает отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

В проекте использовано:

трёхфазное АПВ – включающее все три фазы участка цепи.

Трёхфазные устройства АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на:

простые (ТАПВ)

несинхронные (НАПВ)

быстродействующие (БАПВ)

с проверкой наличия напряжения (АПВНН)

с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН)

с ожиданием синхронизма (АПВОС)

с улавливанием синхронизма (АПВУС)

в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС)

Особой разновидностью АПВ является частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяются на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия, однако в ряде случаев применяются АПВ с другой кратностью действия.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

механические – они встраиваются в пружинный привод выключателя.

электрические – воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются соответственно на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

Принцип действия АПВ:

К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

Схема АПВ должна автоматически блокироваться при срабатывании ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное – 2 раза и т. д.

После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.

АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3 – 5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

10 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

В условиях рыночной экономики главное требование финансовой стабильности предприятия – эффективность вложения капитала в тот либо другой инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью извлечение финансовой выгоды.

Целью данного раздела дипломного проекта является расчет капиталовложений в электрическую сеть, включающую в себя сеть 0,69 и 10 кВ.

10.1 Расчет капитальных вложений

Любые решения, связанные с реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Полные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{ТП} + K_{РП}, \quad (136)$$

где $K_{КЛ}$ – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$, $K_{РП}$ – капиталовложения на сооружение ТП и РП, тыс. руб.

10.1.1 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются, тыс.руб.:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цеп}, \quad (137)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км [17];

L – длина трассы, км;

$K_{район}$ – коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,2$) [17];

$n_{цеп}$ – количество цепей в линии.

Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ показан на примере участка РП–301 – ТП–301:

$$K_{КЛ.РП-301-ТП-301} = 206,3 \cdot 1,1 \cdot 1,2 = 272,32 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов остальных участков линий сети 10 кВ представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс.руб	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб
1	2	3	4	5
ЦРП4 – РП-301	2хЦААБнлГ(3х150)	666	1,77	1414,58
РП-301-ТП-301	ЦААБнлГ (3х25)	206,3	1,1	272,32
РП-301-ТП-303	ЦААБнлГ (3х25)	206,3	0,6	148,54
РП-301-ТП-304	ЦААБнлГ (3х25)	206,3	0,13	32,18
РП-301-ТП-305	ЦААБнлГ (3х25)	206,3	0,9	222,80
РП-301-ТП-307	ЦААБнлГ (3х35)	288,82	1,8	623,85
РП-301-ТП-310	ЦААБнлГ (3х35)	288,82	1,3	450,56
РП-301-ТП-311	ЦААБнлГ (3х25)	206,3	0,35	86,65
Итого				3251,48

10.1.2 Капиталовложения на сооружение ТП

Капиталовложения в двухтрансформаторные ТП рассчитываются по выражению, тыс.руб.:

$$K_{ТП} = K_{ТП} \cdot K_{район}, \quad (138)$$

где $K_{ТП}$ – стоимость ТП с учётом строительно-монтажных работ [17];

Расчет капиталовложения в двухтрансформаторную ТП1:

$$K_{ТП-301} = 1074 \cdot 2 \cdot 1,2 = 2577,6 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Капиталовложения на сооружение ТП

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Стоимость трансформатора тыс. руб.	Капиталовложения на сооружения ТП, тыс.руб
1	2	3	5
ТП-301	630	1074	2577,6
ТП-303	630	1074	2577,6
ТП-304	630	1074	2577,6
ТП-305	1000	1487	3568,8
ТП-307	2000	2314	5553,6
ТП-310	2000	2314	5553,6
ТП-311	1000	1487	3568,8
Итого			25977,6

10.1.3 Капиталовложения на сооружение РП

Капитальные затраты на РП определяются по формуле:

$$K_{РП} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{вык}, \quad (139)$$

$$K_{РП-301} = 410,6 \cdot 31 = 12728 \text{ тыс.руб},$$

где $n_{вык.}$ – суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ – цена одного выключателя (на 10 кВ – 410,6 тыс.руб.);

Суммарные капитальные затраты на распределительный пункт РП–301 составят 12728 тыс.руб.

Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma КЛ} + K_{\Sigma РП} + K_{\Sigma ТП}, \quad (140)$$

$$K_{\Sigma} = 3251,48 + 25977,6 + 12728 = 41957,08 \text{ тыс.руб.}$$

10.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

10.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (141)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (142)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для КЛ $T_{\text{сл}} = 25$ лет; для подстанций $T_{\text{сл}} = 20$ лет, для распределительного пункта $T_{\text{сл}} = 25$ лет [17].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (143)$$

где $\alpha_{\text{экс}}$ – нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для КЛ $\alpha_{\text{экс}}^{\text{КЛ}} = 0,004$; для ТП $\alpha_{\text{экс}}^{\text{ТП}} = 0,037$; для РП $\alpha_{\text{экс}}^{\text{РП}} = 0,037$.

Издержки на амортизацию кабельных линий:

$$I_{амКЛ} = 3251,48 \cdot 0,04 = 130,06 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксКЛ} = 3251,48 \cdot 0,004 = 13 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в ТП: $K_{ТП\Sigma} = 25977,6$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{ТП} = 25977,6 \cdot 0,05 = 1298,88 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{ТП} = 25977,6 \cdot 0,037 = 961,17 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в РП: $K_{РП\Sigma} = 12728$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{РП} = 12728 \cdot 0,04 = 509,12 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{РП} = 12728 \cdot 0,037 = 470,94 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам} = I_{амКЛ} + I_{ам}^{ТП} + I_{ам}^{РП}, \quad (144)$$

$$I_{ам} = 130,06 + 1298,88 + 509,12 = 1938,06 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{экс} = I_{эксКЛ} + I_{экс}^{ТП} + I_{экс}^{РП}, \quad (145)$$

$$I_{экс} = 13 + 961,17 + 470,94 = 1445,11 \text{ тыс. руб.}$$

10.2.2 Расчет потерь электроэнергии

Энергия, теряемая на участке КЛ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (146)$$

где τ – время потерь, час;

ΔP – потери мощности в КЛ, представлены в основной части дипломного проекта.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (147)$$

где T_i – число часов использования максимума нагрузки (2300 ч.).

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1097,77$ ч.

Потери энергии в КЛ составляют:

$$\Delta W_{КЛ_10} = 97642 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau, \quad (148)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери в меди трансформатора, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

Расчет потерь энергии показан на примере ТП–301:

$$\Delta W_{тр.ТП1} = 2 \cdot (1,37 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 6 \cdot 1098) = 6458,98 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}.$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой ТП приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Потери энергии за год в двух трансформаторах

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta W_{тр}$, кВт·ч./год
1	2	3	4	5
ТП-301	630	6	1,37	6458,98
ТП-303	630	6	1,37	6458,98
ТП-304	630	6	1,37	6458,98
ТП-305	1000	7,1	2	7643,88
ТП-307	2000	8,3	3,5	8938,13
ТП-310	2000	8,3	3,5	8938,13
ТП-311	1000	7,1	2	7643,88
Итого				52540,97

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{кл} + \Delta W_{тр\sum ТП}, \quad (149)$$

$$\Delta W = 97642 + 52540,97 = 150182,97 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}.$$

Капиталовложение на реконструкцию СЭС составили 41957,08 тыс. руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована система внутреннего электроснабжения цеха ПРУФ ООО «СИБУР Тобольск».

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика цеха ПРУФ;
- рассчитаны нагрузки цеха ПРУФ;
- разработан вариант схемы электроснабжения цеха ПРУФ;
- выполнено проектирование РП и ТП;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет заземления РП–301;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при эксплуатации электрооборудования.

Таким образом, проведенная реконструкция электрической сети обеспечивает эффективное и надежное электроснабжения потребителя – цех ПРУФ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Указания по расчету электрических нагрузок: РД 36.18.32.4-92: 1993. – 9 с.
- 2 Фёдоров А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
- 3 Наумов И.В., Лещинская Т.Б., Бондаренко С.И. Проектирование систем электроснабжения: межвузовское учебное пособие для самостоятельной работы студентов/ Под общей редакцией И.В. Наумова. – Иркутск: Изд-во ИрГСХА, 2011.– 327 с.
- 4 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ Г. Герасимова и др. – М. : Изд-во МЭИ, 2002.
- 5 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 6 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: РД 153-34.0–20.527-98: 1998, – 86 с.
- 7 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Серия 17. Выпуск 53. – 2-е изд., испр. и доп. – М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технической центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016. – 194 с.
- 8 План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на базе товарно-сырьевой «Южная»: 2017, – 43 с.
- 9 Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2016: 2016, – 135 с.
- 10 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03: 2003, – 32 с.

11 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М. : Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.

13 Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.

14 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999. 2014 – 100 с.

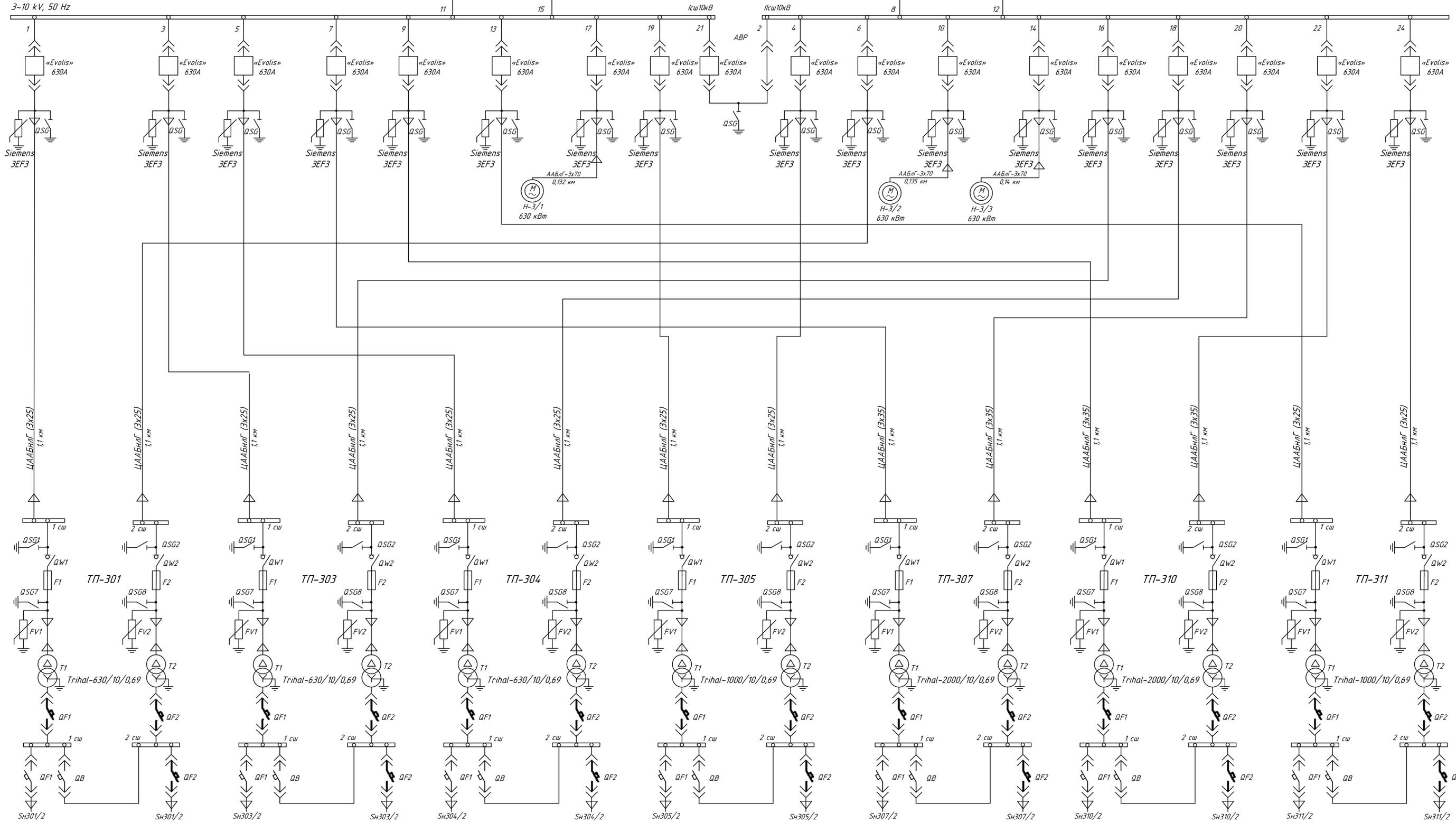
15 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

16 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М. : «Высшая школа», 2008. – 639 с.

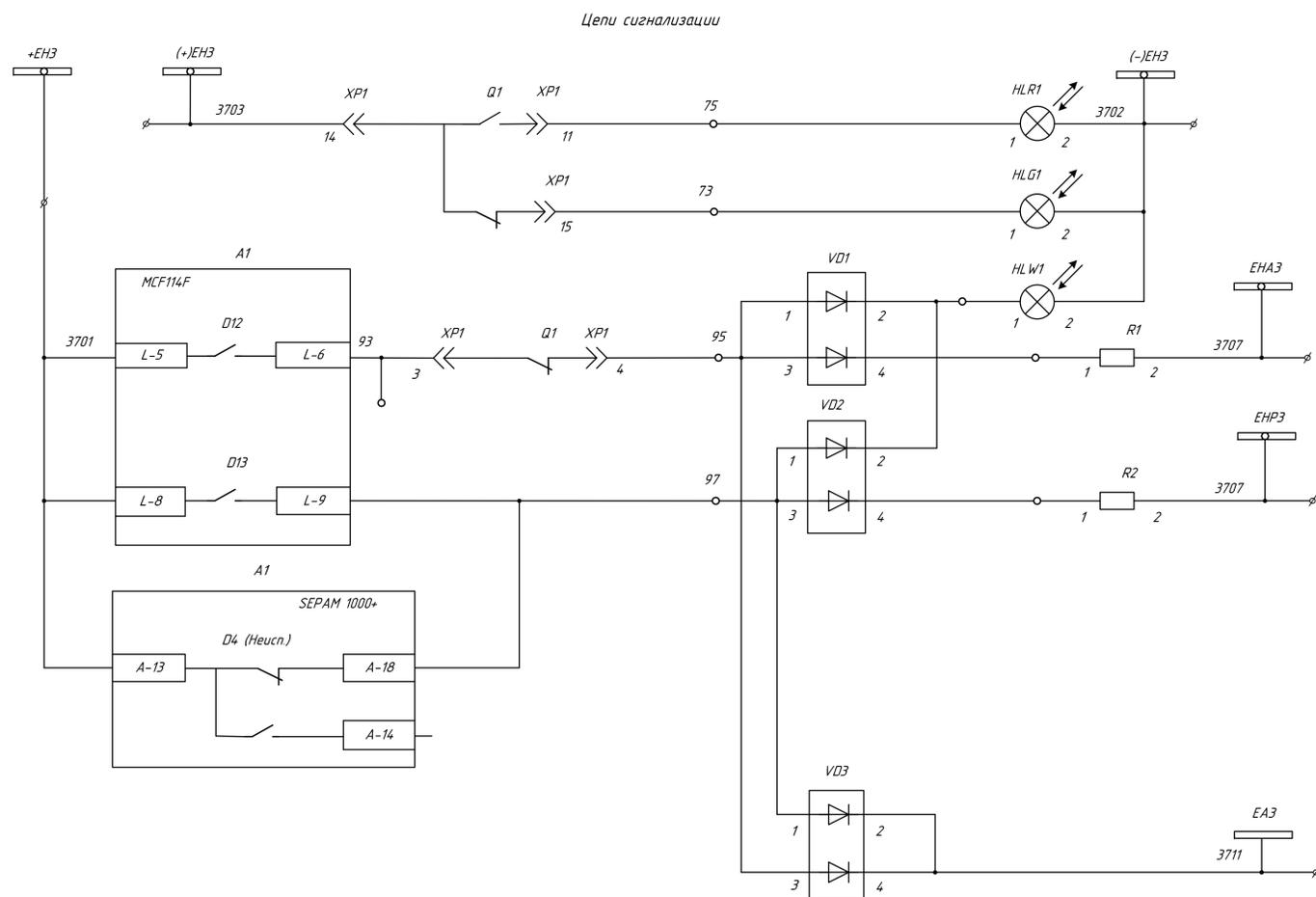
17 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006.–189 с.

18 Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – М. : Эксмо, 2012. – 752 с.

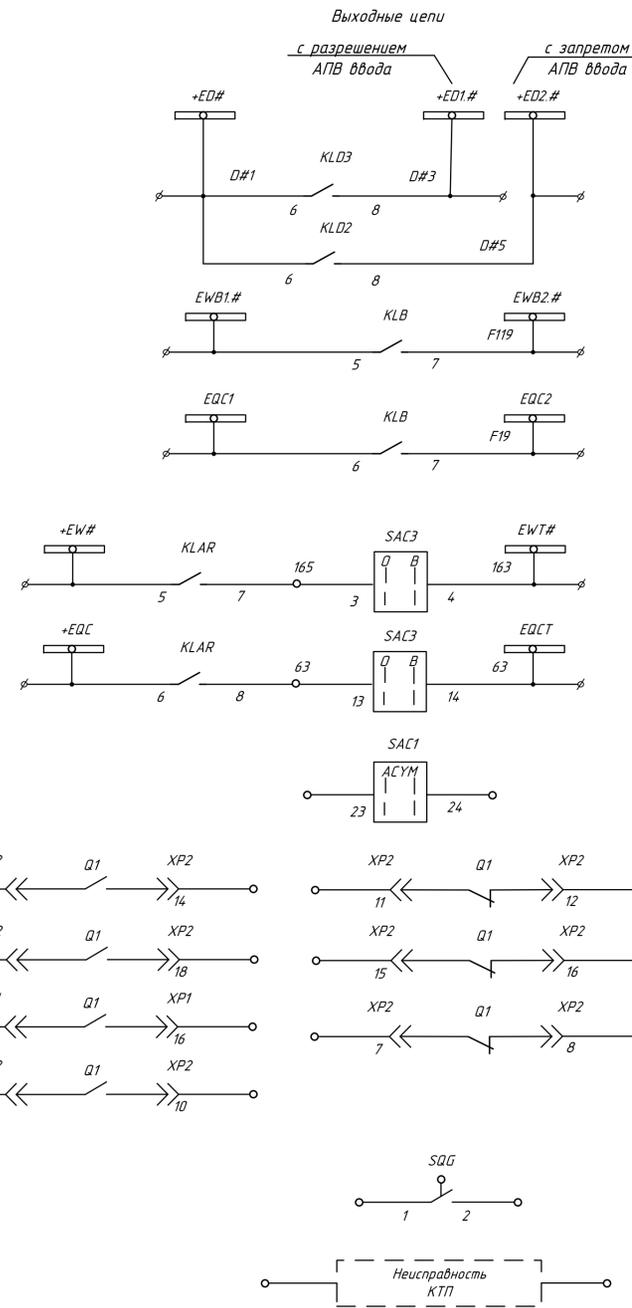
ПТ-301



					БКР.14.4096.130302.CX			
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	Однолинейная схема цеха ПРУФ 10 кВ	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Козлов А.С.					Д		
Провер.	Мисоедов В.В.							
Т. Контр.								
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Реконструкция системы электроснабжения цеха подготовки и розлива целлюлозных фракций ООО «СИБУР Тольятльск»			
Учт.	Савина Н.В.				Лист 2 Листов 6 АМГУ Кафедра Энергетики			



Шинки сигнализации	
«Включено»	Световая сигнализация
«Отключено»	
Лампа «Аварийная ситуация»	
Аварийное отключение выключателя	
Предупр. сигнал: «Земля в линии», «Неиспр. Цепей управ.», «Перегрузка», «Газовая защита», «Работа или неисправность ЗДЗ ячейки», «Негодность привода»	
«Неисправность SEPAM»	
«Вызов в КРУ»	



Шинки ЗДЗ секции	Сигналы в АСУ ТП
Отключение выкл. ввода 10 кВ либо ЗДЗ ячейки линии: отсек выкл. или сборных шин	
Блокировка МТЗ выключателя ввода 10 кВ при КЗ в линии 10 кВ к ТСН(КТП)	
Блокировка МТЗ СВ 10 кВ при КЗ в линии 10 кВ к ТСН(КТП)	
Отключение выключателя ввода 10 кВ от УРОВ линии 10 кВ к ТСН(КТП)	
Отключение СВ 10 кВ от УРОВ линии 10 кВ к ТСН(КТП)	
Резерв (при отсутствии АСУ ТП возможно использование для ТУ)	
Резервные контакты	
«ЗН включен»	
«Неисправность КТП»	

Диаграммы работ контактов выключателей путевых

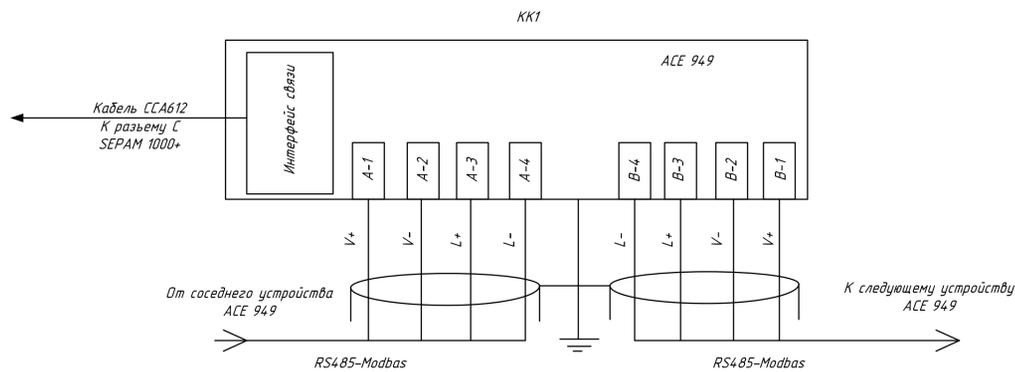
Положение выкатной части	Положение контактного выключателя путевого (панель рамы основания)		Положение заземляющего ножа	Положение контактов выключателя путевого SQG
	SQ (слева - вид с фасада)	STN (справа - вид с фасада)		
Рабочее (тележка вкочена)			Отключен	
Контрольное			В сторону включения и во включенном положении	

толкатель выключателя путевого

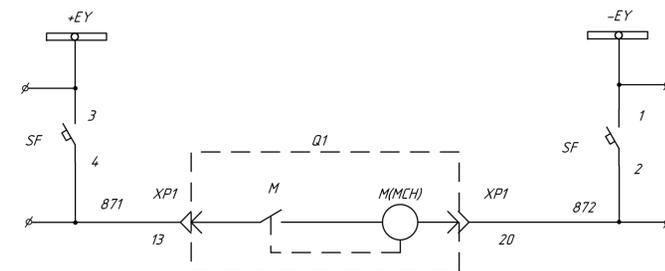
+ - путевого выключатель в сработанном положении (толкатель прижат)
 - - путевого выключатель в несработанном положении (толкатель свободен)

- Использование шин звуковой сигнализации уточняется при проектировании

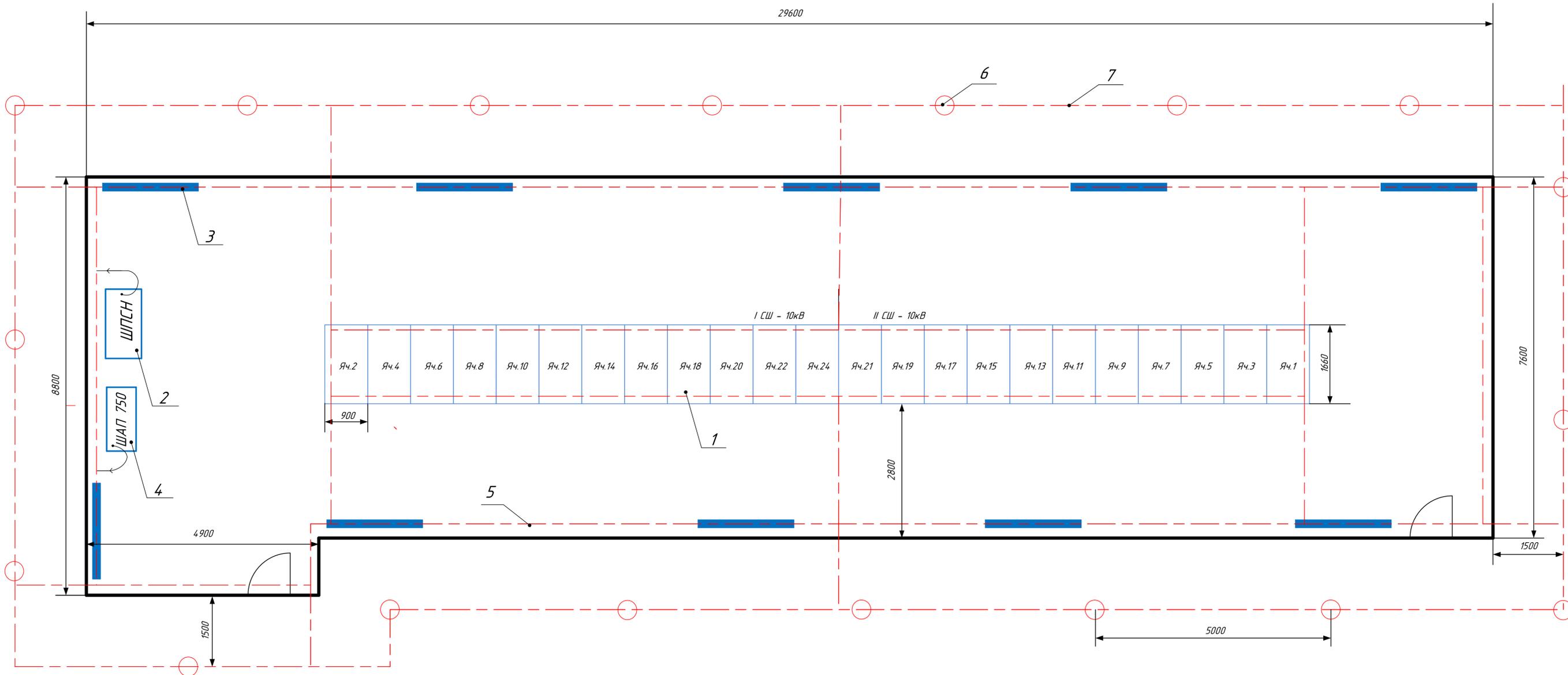
Подключение цепей АСУ ТП



Питание эл.двигателя завода пружин привода



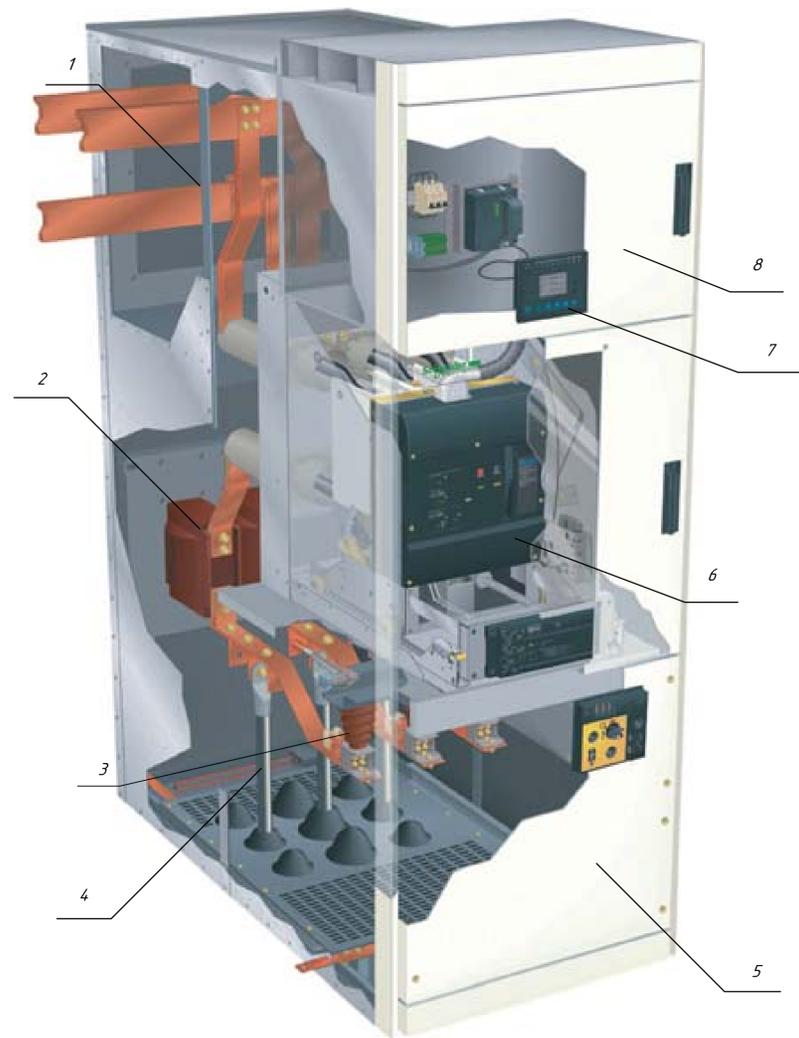
ВКР.14.096.130302.СХ				Лит	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата	Шкаф линии 10 кВ к ТСН, КТП с вакуумным выключателем Evalis и устройством Seram S40	Лист 4 / Листов 6
Разраб.	Козлов А.С.					
Провер.	Мисоходов В.В.					
Т. Контр.					Реконструкция системы электроснабжения цеха подготовки и разлива углеводородных фракций ООО «СИБУР Тобольск»	АМГУ Кафедра Энергетики
Н. Контр.	Козлов А.Н.					
Упт.	Савина Н.В.					



- 1 - Шкаф комплектного распределительного устройства;
- 2 - Шкаф питания собственных нужд;
- 3 - Тепловой конвертор;
- 4 - Шкаф аварийного питания;
- 5 - Внутренний контур заземления проходит по стенам на высоте 400 мм. от пола;
- 6 - Электрод заземления 5м угловая сталь 50x50;
- 7 - Сталь полосовая 40x4.

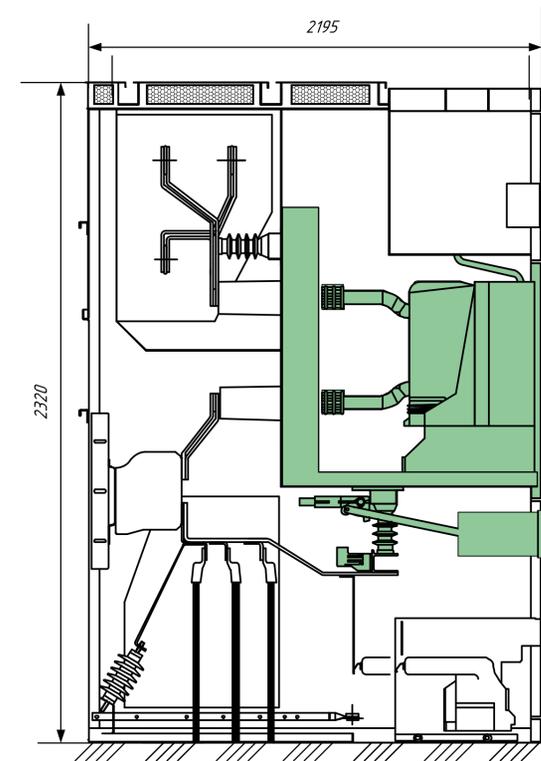
Наименование	Значение
Эквивалентное сопротивление грунта	$R_{экв}=26,6 \text{ Ом*м}$
Длина вертикального электрода	$L_{в}=5 \text{ м}$
Длина горизонтального электрода	$L_{г}=5 \text{ м}$
Количество вертикальных заземлителей	18

ВКР.14.096.13.03.02.ПЛ				Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д	
Разраб.	Козлов А.С.					
Провер.	Мясоедов Ю.В.					
Т. Контр.					Лист 5	Листов 6
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Реконструкция системы электроснабжения цеха подготовки и разлива углеводородных фракций ООО «СИБУР Тобольск»	
Утвержд.	Савина Н.В.				АМГУ Кафедра Энергетики	

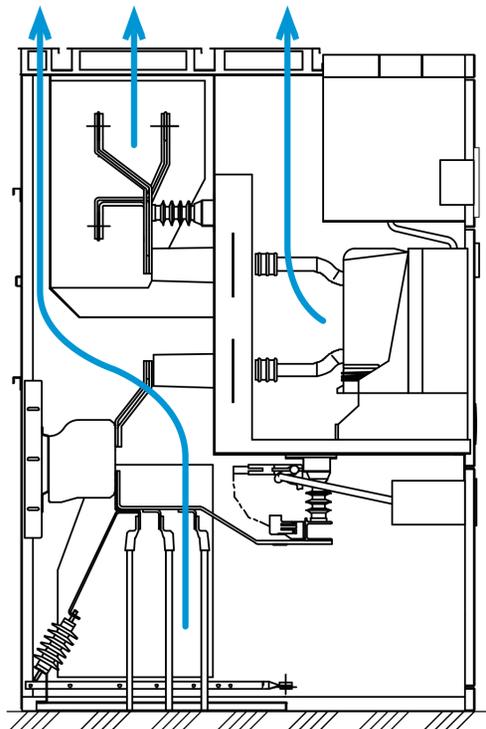


Основные элементы КРУ Schneider Electric NEXIMA:

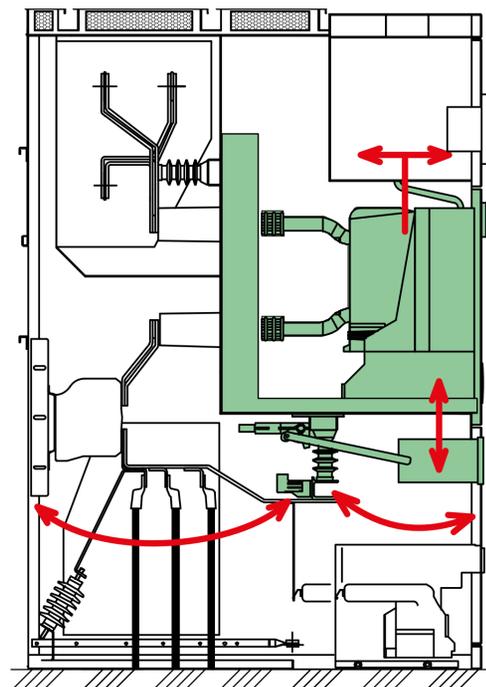
1. Сборные шины
2. Трансформатор тока
3. Заземляющий разъединитель
4. Кабельное присоединение
5. Трансформатор напряжения
6. Автоматический выключатель
7. Блок защиты Serat
8. Отсек низковольтной аппаратуры



Выкатное устройство и заземлитель



Движение газов



Работа блокировок

Основные параметры и характеристики ячеек серии NEXIMA

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10	Номинальный ток термической стойкости, кА:	
Номинальное испытательное напряжение промышленной частоты 1 мин, кВ	42	Стойкость в течении 1 сек	31,5
Амплитуда напряжения грозового импульса 1,2/50 мксек, кВ	75	Стойкость в течении 3 сек	31,5
Номинальная частота, Гц	50/60	Амплитудное значение	125
Номинальный ток, А:		Амплитуда включающей способности заземляющего разъединителя, кА	40
шины	До 2500	Стойкость к внутреннему дуговому разряду, кА	До 25 кА - 0,5 сек
разъединитель	До 2500	Степень защиты	IP 3X (по запросу)
Силовой выключатель	630, 1250, 2500	Приблизительная теплоотдача токоведущих частей, Вт	500

				ВКР.144.096.13.03.02.ПЛ				
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Ячейка распределительного пункта	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Козлов А.С.					Д		
Провер.	Мясоедов Ю.В.					Лист 6	Листов 6	
Т. Контр.								
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Реконструкция системы электроснабжения цеха подготовки и разлива углеводородных фракций ООО «СИБУР Тобольск»	АМГУ Кафедра Энергетики		
Утвержд.	Савина Н.В.							