

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования**  
**«Южно-Уральский государственный университет»**  
**(национальный исследовательский университет)**  
**Политехнический институт**  
**Факультет Энергетический**  
**Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»**

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**

Рецензент, должность

\_\_\_\_\_/ И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_/ И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Развитие Кагалымских высоковольтных электрических сетей

с подключением подстанции 110/10 кВ Сосновоборская

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02.2017.606.00. ВКР**

(код направления, год, номер студенческого)

**Консультант, должность**

\_\_\_\_\_/ И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Руководитель, должность**

\_\_\_\_\_/ В.С. Павлюков /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Консультант, должность**

**студент группы**

\_\_\_\_\_/ И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**

\_\_\_\_\_/ Н.И. Пашнин /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Консультант, должность**

\_\_\_\_\_/ И.О. Фамилия /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, должность**

\_\_\_\_\_/ В.С. Павлюков /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический  
Факультет Энергетический  
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения  
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2017 г.

## ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Пашнина Николая Ивановича

(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы Развитие Кагалымских  
высоковольтных электрических сетей с подключением подстанции 110/10 кВ Сосновоборская

Утверждено приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

Существующая схема электроснабжения сетевого района

Геометрические и физические параметры схемы электрических соединений се-  
тевого района

Режимные параметры существующей схемы электрических соединений

Разработка альтернативных вариантов присоединения новой подстанции для  
питания электроэнергией развивающегося промышленного объекта

Режимные параметры перспективной схемы электрических соединений  
сетевого района



5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1. Схема электрических соединений	1 л.
2. Схемы и карты характерных режимов электрической сети	1-2 л.
3. Схемы электрических соединений открытого распределительного устройства	
напряжением 110/10кВ	1 л.4.
4. План и разрезы открытого распределительного устройства 110/10 кВ	-1 л.
5. Релейная защита и автоматизация подстанции	-1 л.
6. Плакат по экономической части проекта	-1 л.
7. Вопрос углубленной проработки, связанный с	

Всего \_\_\_ листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_ /Павлюков В.С./  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ /Пашнин Н.И./  
(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / Павликов В.С./

Студент \_\_\_\_\_ /Пашнин Н.И./

## АННОТАЦИЯ

Темой данной выпускной квалификационной работы является «Развитие Когалымских высоковольтных электрических сетей с подключением подстанции 110/10 кВ Сосновоборская». . -Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2017, 120 с, 20 рис. приложений, 7 листов чертежей ф. А1.

Произведён анализ режимов работы электрической сети. Предложены меры по реконструкции района, с подключением новой подстанций.

Разработан проект новой подстанции 110/10 кВ для обеспечения электроэнергией завода, предусматривающий установку современного оборудования. Составлены сметы капитальных вложений на строительство подстанции и сделан расчёт себестоимости передачи электрической энергии. Проработаны вопросы релейной защиты разрабатываемой подстанции. Рассмотрены вопросы грозозащиты, заземления и охраны труда. В приложении приведены результаты расчётов режимов сети в разных вариантах работы сети.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Развитие Когалымских высоковольтных электрических сетей с подключением	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.							Д	6	92
Провер.						ЮУрГУ			
Реценз.									
Н. Контр.									
Утверд.									

## Содержание

Аннотация

Введение.....	8
1 Характеристика промышленного района.....	7
2 Анализ существующей схемы электрической сети района.....	10
2.1 Нагрузки потребителей.....	11
2.2 Баланс мощности.....	11
2.2.1 Баланс активных мощностей.....	11
2.2.2 Баланс реактивных мощностей.....	12
2.3 Анализ работы трансформаторов установленных в системе.....	13
2.4 Расчёт приведённых нагрузок подстанций.....	17
2.5 Расчет и анализ существующего режима.....	18
2.5.1 Расчет параметров режима.....	18
2.5.2 Нагрузки существующей сети в максимальном режиме.....	19
2.5.3 Проверка сети по отклонению напряжения.....	20
2.5.4 Проверка линии по нагреву.....	20
2.6 Варианты развития схемы сети.....	21
2.6.1 Сравнение вариантов развития сети.....	21
2.6.2 Назначение сечений проводов и анализ работы сети.....	21
3 Присоединение новой подстанции.....	22
3.1 Геологические данные. Климатические данные по району.....	22
3.2 Варианты схемы внешнего электроснабжения.....	24
3.3 Назначение силовых трансформаторов .....	25
3.4 Назначение схемы подстанции .....	27
3.5 Технические решения по строительству ВЛ 110 кВ.....	28
3.6 Назначение сечения проводов .....	29
3.7 Расчет токов короткого замыкания .....	31
3.8 Назначение и составление расчётной схемы электрической сети и схемы замещения .....	32

						Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.9	Расчет параметров элементов схемы замещения .....	34
3.10	Определение токов при симметричном трёхфазном КЗ .....	38
3.11	Технико-экономический расчет по Назначению мощности силовых трансформаторов разрабатываемой подстанции.....	45
4	Назначение высоковольтной аппаратуры .....	50
4.1	Назначение трансформаторов собственных нужд подстанции .....	51
4.2	Назначение ячеек РУ – 110 и РУ – 10 .....	52
4.3	Назначение выключателей .....	54
4.4	Назначение разъединителей .....	56
4.5	Назначение ограничителей перенапряжений .....	57
4.6	Назначение шин .....	58
4.7	Назначение изоляторов .....	60
4.8	Назначение измерительных трансформаторов тока .....	61
4.9	Назначение измерительных трансформаторов напряжения .....	64
5	Релейная защита и автоматика .....	66
5.1	Источники оперативного тока .....	66
5.2	Защита и автоматика трансформаторов 25 МВА .....	67
5.3	Защита и автоматика секционных выключателей 10 кВ .....	68
5.4	Защита трансформаторов собственных нужд и трансформаторов дугогасящих катушек .....	68
5.5	Защита и автоматика линий 10 кВ .....	68
5.5.1	Максимальная токовая защита .....	65
5.5.2	Максимальная токовая отсечка .....	71
5.5.3	Автоматическое повторное включение .....	72
5.5.4	Защита от замыканий на землю .....	73
5.5.5	Автоматическая частотная разгрузка .....	74
5.6	Классификация потребителей по надёжности электроснабжения.....	
5.6.1	Средства и мероприятия по повышению надёжности электроснабжения.....	



6	Учет электроэнергии .....	71
7	Технико-экономическое обоснование проекта ПС 110 кВ «Сосновоборская» .....	77
7.1	Технико-экономическое сравнение схем подстанции 110 кВ «Сосновоборская».....	77
7.2	Определение показателей экономической эффективности капиталовложений для выбранного варианта .....	81
8	Безопасность и экологичность проекта .....	89
8.1	Охрана труда и техника безопасности .....	89
8.2	Расчет заземляющего устройства .....	90
8.3	Расчет молниезащитного устройства .....	93
8.4	Оценка экологичности проекта .....	95
	Заключение .....	96
	Список использованных источников .....	97

## Введение

Сегодня из всех отраслей человеческой экономической деятельности энергия оказывает наибольшее влияние на нашу жизнь. Расчеты в этой области имеют серьезные последствия. Тепло и свет в домах, транспортных потоках и работе промышленности требуют энергии. Основой сегодняшнего энергетического сектора являются запасы угля, нефти и газа, которые удовлетворяют около девяноста процентов энергетических потребностей человечества .

Темой данной выпускной квалификационной работы является «Развитие Когалымских высоковольтных электрических сетей с подключением подстанции 110/10 кВ Сосновоборская».

«Когалымские электрические сети» филиал «Тюменьэнерго». В состав ОАО «Тюменьэнерго» входит 12 электросетевых филиалов. Каждый филиал имеет свою организационно-производственную структуру, зависящую от технологического процесса.

Предприятие образовано 1 июля 1987 года.

Общая протяженность воздушных линий электропередач – 2218 км.

На балансе предприятия 49 подстанций.

Из них:

- 42 ПС напряжением 110 кВ;
- 6 ПС напряжением 220 кВ;
- 1 ПС напряжением 500 кВ.

В Когалыме в 1979 году на первой высоковольтной линии электропередачи (линия электропередачи) была построена крупная энергетическая промышленность - 110 кВ Уриевская - Повховская протяженностью 146 км.

Сегодня Когалымские электрические сети обеспечивают технологическую транспортировку электроэнергии в сетях и

						Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электроснабжение объектов Когалымского и Лангепаско-Покачевского районов.

						Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1. Характеристика промышленного района

Задача этого проекта - создать предварительный проект развития региональной электрической сети в связи с появлением новых нагрузок в связи со строительством завода. В процессе проектирования решаются следующие задачи:

Проанализирована существующая сеть энергетической системы и составлен баланс активных и реактивных мощностей с учетом перспективного развития рассматриваемого региона;

- рациональные варианты схем электрических сетей выбираются с обоснованием конфигурации сети, номинальных напряжений, числа и мощности трансформаторов на подстанциях, материалах и поперечных сечениях линий электропередач;

- предлагаемые схемы сравниваются по техническим показателям, а оптимальный вариант выбирается на основе результатов технико-экономического анализа;

- рассчитаны режимы работы сети;

- учитывать необходимость поддержания качества электроэнергии и назначения средств регулирования;

- определены экономические показатели принятой схемы электрической сети

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## 2 Анализ существующей схемы электрической сети района

### 2.1 Нагрузки потребителей

Нагрузки потребителей не являются постоянной величиной. Режимы работы электростанций зависят от режимов энергопотребления. Для расчета электрической сети использовались нагрузки, которые были близки к фактическому потребителю в период наибольших нагрузок, который приходится на *средний* зимний период (декабрь).

### 2.2 Баланс мощности

#### 2.2.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени система должна получать столько электроэнергии от генераторов электростанций, сколько необходимо всем потребителям в этот момент, принимая во внимание потери передачи, зачитбаланс для активных мощностей с неизменной частотой регистрируется как

$$\sum P_2 = \sum P_n, \quad (1)$$

где  $\sum P_2$  – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_n$  – суммарное потребление мощности.

Баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В этом случае таким узлом является подстанция №1.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Потребление активной мощности непосредственно в системе складывается из нагрузок потребителей  $\sum P_n$ , собственных нужд (с.н.) электрических станций  $\sum P_{сн}$ , потерь мощности непосредственно в линиях  $\sum \Delta P_l$  и трансформаторах  $\sum \Delta P_m$ :

$$\sum P_n = \sum P_n + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_l + \sum \Delta P_m . \quad (2)$$

Общие потери активной мощности непосредственно в линиях будут составлять 2%, в трансформаторах - 1,2% от мощности нагрузки. м в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки устанавливаются со стороны низкого напряжения.

Общие потери активной мощности непосредственно в линиях составляют 2% от мощности всех нагрузок:

$$\sum \Delta P_l = m\% \cdot P_{\Sigma номр} , \quad (3)$$

где  $m\%$  – процент потерь в линии,  $m\% = 2$ ;

$P_{\Sigma номр}$  – суммарная мощность потребителей;

$$\sum \Delta P_l = 2\% \cdot 400,2 = 8 \text{ МВт} .$$

Мощность нагрузок:  $\sum P_n = 400,2 \text{ МВт}$ .

### 2.2.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности непосредственно в системе соответствует выражение

$$\sum Q_2 + \sum Q_3 \pm Q_{ку} \pm Q_c = \sum Q_n , \quad (4)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

где  $\sum Q_2$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не меньше номинального;

Потребление реактивной мощности непосредственно в системе складывается из нагрузок потребителей  $\sum Q_n$ , собственных потребностей электрических станций  $\sum Q_{сн}$ , потерь мощности непосредственно в линиях  $\sum \Delta Q_l$  и трансформаторах  $\sum \Delta Q_m$ .

Потери реактивной мощности для воздушных линий примем 5% от модуля полной передаваемой по линии мощности при 110 кВ. Потери реактивной мощности непосредственно в трансформаторах составят 7% от полной мощности, проходящей через трансформатор.

Потери реактивной мощности для воздушных линий:

$$\sum \Delta Q_l = 5\% \cdot 420 = 21 \text{ МВАр},$$

Потребление мощности непосредственно в системе:

$$\sum S_n = 420 + (4.74 + j29.37) + (8 + j21) = 420 + 29.75 + j22.47 = 472.22 \text{ МВт}.$$

Итогом расчета баланса полной мощности является определение необходимой обменной мощности:

$$P_c = \sum P_2 - \sum P_n = 525 - 472.22 = 52.78 \text{ МВт}. \quad (5)$$

Из баланса мощности мы видим, что можно безболезненно для системы подключить нагрузку до 50 МВт.

### 2.3 Анализ работы трансформаторов установленных в системе

Необходимость реконструкции подстанции возникает с перспективой роста преобразованных мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийная перегрузка трансформаторов превышают допустимые значения, установленные в соответствии с ГОСТ 14209-85. В течение максимального времени аварийная перегрузка трансформаторов  $k_{ав}$  рекомендуется принимать равной 140%, продолжительностью до 6 часов, но не более 5

						Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

суток, при этом коэффициент загрузки  $k_3$  в нормальном режиме работы трансформатора зависит от числа трансформаторов, установленных на подстанции.

Поскольку в рассматриваемой сетевой области потребители в основном являются 2-й категорией надежности, необходимо непосредственно обеспечить их электроснабжение во всех возможных случаях после аварийных ситуаций на подстанциях. Для понижения подстанций это условие выполняется, если:

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав} , \quad (6)$$

Здесь  $n_m$ ,  $S_m$  – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанциях;

$n_{отк}$  – количество отключенных трансформаторов;

$S_{ав}$  – определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования ( $S_{н рез}$ ) по сети низкого напряжения  $S_{ав} = S_{нб} - S_{н рез}$ .

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$S_{нб} = k_m \cdot S_{н(макс)} ,$$

где  $k_m$  – коэффициент совмещения максимума.

При проектировании можно принять  $k_m = 1$ ,  $S_{н рез} = 0$ .

Приведем пример расчета потерь мощности и коэффициента аварийной перегрузки трансформатора на подстанции Родник.

Тип трансформатора ТДТН-25000/110/35/6.

Количество трансформаторов – 2.

Справочные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Справочные данные трансформатора ТДТН-25000/110/35/6

						Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$S_{ном}$ , МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ			R, Ом			X, Ом			$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , кВАр
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
25	115	38,5	6.6	1,5	1,5	1,5	54	0	33	36	250

Мощность подстанции в нормальном режиме:

$$S = S_{35} + S_6 = 13,34 + j5,4 + 4,4 + j1,8 = 17,74 + j7,2 \text{ МВА.}$$

Мощность, приходящаяся на один трансформатор:  $S = 8,87 + j3,6$  МВА.

Рассчитаем потери в трансформаторе по формулам:

$$\Delta P_m = n \cdot \left( \frac{S_{вн}^2}{U_{вн}^2} \cdot R_{вн} + \frac{S_{сн}^2}{U_{вн}^2} \cdot R_{сн} + \frac{S_{нн}^2}{U_{вн}^2} \cdot R_{нн} + \Delta P_x \right), \quad (7)$$

$$\Delta Q_m = n \cdot \left( \frac{S_{вн}^2}{U_{вн}^2} \cdot X_{вн} + \frac{S_{сн}^2}{U_{вн}^2} \cdot X_{сн} + \frac{S_{нн}^2}{U_{вн}^2} \cdot X_{нн} + \Delta Q_x \right), \quad (8)$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot \left( \frac{(2,2 + j0,9)^2}{115^2} \cdot 1,5 + \frac{(6,67 + j2,7)^2}{115^2} \cdot 1,5 + \frac{(8,87 + j3,6)^2}{115^2} \cdot 1,5 + 0,036 \right) = 0,106 \text{ МВт,}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \left[ \frac{(2,2 + j0,9)^2}{115^2} \cdot 33 + \frac{(8,87 + j3,6)^2}{115^2} \cdot 54 + 0,25 \right] = 1,276 \text{ МВАр.}$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_3 = \frac{S_n}{n_m \cdot S_m} = \frac{19,5}{2 \cdot 25} \cdot 100\% = 0,38 \text{ или } 38\%. \quad (9)$$

Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора:

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$K_{ав} = \frac{S_H}{(n - n_{отк}) \cdot S_m} = \frac{19,15}{(2 - 1) \cdot 25} \cdot 100\% = 0,76 \text{ или } 76\%.$$

Аналогичный расчет будет выполнен для трансформаторов всех подстанций, а результат расчета суммирован в таблице 6. Из таблицы видно, что трансформаторы не нуждаются в замене.

#### 2.4 Расчёт приведённых нагрузок подстанций

Подстанции в схеме проектирования учитываются данными нагрузками, которые включают указанную мощность подстанции в рассматриваемом режиме  $S_H$  и потери мощности непосредственно в трансформаторах  $\Delta S_T$ :

$$S_{пр} = S_H + \Delta S_T.$$

В таблицу 2 сведем приведенные нагрузки.

Таблица 2 – Приведенные нагрузки подстанций

№ п/ст	Тип трансформатора, S МВА	Число трансформаторов на	Мощность подстанции, МВА	Нагрузка трансформатора в нормальном режиме, %	Нагрузка трансформатора в	Потери в трансформаторах, МВА	Приведенная нагрузка, МВА
Тевлин	ТДТН-25	2	17,74+j7,2 $ S  = 19,15$	38	76	0,106+j1,27 6	17,85+j15,5 8
Родник	ТДТН-25	2	16,7+j5,3 $ S  = 17,52$	35	70	0,0629+j1,1 4	16,76+j6,44
Весна	ТДТН-25	2	16,2+j5,2 $ S  = 17,01$	21	42	0,099+j0,9	16,3+j6,1
Омичка	ТДТН-16	2	15,5+j5,5 $ S  = 16,28$	33	66	0,096+j1,08	15,6+j6,58
Ягун	ТДТН-25	2	21,1+j6,7 $ S  = 22,14$	44	88	0,116+j1,55	21,21+j8,25

## 2.5 Расчет и анализ существующего режима

### 2.5.1 Расчет параметров режима

Приведем пример расчета параметров линии и потерь в ней.

Линия-12-1,2: Когалым– п/ст Омичка.

марка провода: 2×АС–150/24. Длина линии: 11,1 км.

погонные параметры /3/:  $r_0 = 0,195$  Ом/км;  $x_0 = 0,427$  Ом/км;  $b_0 = 2,74 \cdot 10^{-6}$  См/км.

Рассчитаем приведенные параметры линии по формуле :

$$r = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad x = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad b = b_0 \cdot l \cdot n,$$

где  $r$ ,  $x$ ,  $b$  – активное, индуктивное сопротивление, емкостная проводимость линии соответственно;

$l$  – длина линии;

$r_0$ ,  $x_0$ ,  $b_0$  – погонные параметры линии.

В чистом виде сопротивление имеет значения

$$r = \frac{0,195 \cdot 15,3}{2} = 1,49 \text{ Ом},$$

$$x = \frac{0,416 \cdot 15,3}{2} = 3,18 \text{ Ом},$$

$$b = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 15,3 \cdot 2 = 0,08 \text{ м}$$

Данные по остальным линиям сведем в таблицу 3.

						Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3 – Параметры линий электропередач

ЛЭП	Дина ЛЭП,	Количество цепей	Марка провода,	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0$ ,, мкСим/км	$r$ , Ом	$x$ , Ом	$b$ , мСим
Л-1-	79,5	2	АС-1	0,25	0,42	2,69	19,87	33,4	0,427
Л-2-	0,08	2	АС-1	0,25	0,42	2,69	0,01	0,016	0,0004
Л-3-	4,45	2	АС-1	0,25	0,42	2,69	0,55	0,9	0,024
Л-4-	3,6	2	АС-1	0,25	0,42	2,69	0,9	1,51	0,0194
Л-5-	0,29	2	АС-1	0,25	0,42	2,69	0,036	0,058	0,0015
Л-6-	60,6	2	АС-1	0,157	0,409	2,82	4,76	12,39	0,341
Л-7-	5,6	2	АС-	0,31	0,43	2,65	0,88	1,15	0,029
Л-8-	0,15	2	АС-1	0,157	0,409	2,82	0,012	0,029	0,0008
Л-9-	0,23	2	АС-1	0,157	0,409	2,82	0,018	0,045	0,0013
Л-	11,64	2	АС-1	0,157	0,409	2,82	0,925	2,23	0,063
Л-	8,2	2	АС-1	0,25	0,42	2,69	1,02	1,72	0,044
Л-	15,3	2	АС-1	0,25	0,42	2,69	1,49	3,18	0,08
Л-	11,1	2	АС-	0,31	0,43	2,65	1,72	2,38	0,058

2.5.2 Нагрузки существующей сети в максимальном режиме

Таблица 4 - Нагрузки существующей сети

№ Линия	Параметры линий сети				
	Марка провода	Кол- во цепей	Максималь ный ток в линии, А	Допустимы й длительны й ток одной цепи, А	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А
Л-1-1,2	АС-120/19	2	109,8	390	190
Л-2-1,2	АС-120/19	2	117	390	190
Л-3-1,2	АС-120/19	2	89,6	390	190
Л-4-1,2	АС-120/19	2	190,1	390	190
Л-5-1,2	АС-120/19	2	89,3	390	190
Л-6-1,2	АС-185/24	2	218	520	265

Продолжение таблицы 4

Л-7-1,2	АС-95/16	2	91,9	330	
Л-8-1,2	АС-185/24	2	35,7	520	
Л-9-1,2	АС-185/24	2	210	520	
Л-10-1,2	АС-185/24	2	206	520	265
Л-11-1,2	АС-120/19	2	100	390	190
Л-12-1,2	АС-150/24	2	224	450	265
Л-13-1,2	АС-95/16	2	58,8	330	265

Существующая сеть в режиме максимальных существующих нагрузок проверена и в реконструкции не нуждается.

### 2.5.3 Проверка сети по отклонению напряжения

Допустимое напряжение на подстанции должно быть в пределах  $\pm 5\%$  от номинального значения, для подстанций с нерегулируемым напряжением и  $\pm 15\%$  для подстанций с регулируемым напряжением под нагрузкой .

Как следует из Приложения 1, максимальное напряжение  $U = 113$  кВ на подстанции Сургут, минимальное  $U = 112$  кВ на подстанции KNS-11. Эти напряжения лежат в допустимых пределах, что указывает на нормальную работу системы.

### 2.5.4 Проверка линии по нагреву

Проверку будем производить по следующим условиям:

1. ток в линии не должен превышать допустимого по нагреву тока:

$$I_{ЛЭП} \leq I_{доп}. \quad (10)$$

2. Ток в линии в аварийном режиме, т.е. при отключении второй цепи, либо другой линии, не должен превышать допустимого по нагреву тока:

$$I_{ЛЭП\_Ав} \leq I_{доп}. \quad (11)$$

3. Ток в линии не должен превышать экономически целесообразного тока для данного сечения провода:

$$I_{ЛЭП} \leq I_{эк}. \quad (12)$$

## 2.6 Варианты развития схемы сети

### 2.6.1 Сравнение вариантов развития сети

Сопоставление будет проводиться по нескольким параметрам, наиболее важными из которых являются стоимость дополнительных линий, которые будут построены, и надежность электроснабжения потребителей. Поэтому сразу не учитывается второй вариант, в связи с дорогостоящей установкой полюсов в разных областях. Дешевле подключить недавно введенную подстанцию к одному из кранов. Первая и третья версии имеют параллельные соединения, которые обеспечат надежный источник питания, и подключение к системе может осуществляться через два п/ст.

Из приведенных выше соображений я считаю целесообразным более подробно рассмотреть первый и третий варианты развития сети, поскольку самые дешевые и самые надежные из них приведены ниже.

Давайте сравним эти варианты с технико-экономическими показателями, сравним затраты на их строительство.

### 2.6.2 Назначение сечений проводов и анализ работы сети

Назначение экономических сечений проводов является одной из важнейших задач проектирования и строительства электрических сетей, поскольку он связан со значительными капиталовложениями, основными

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

издержками материалов проводников, потерями мощности и мощности непосредственно в системах. Для вновь разработанных линий раздела мы выбираем метод экономических интервалов для энергетической системы Сибири.

Выбранные экономические разделы подлежат ограничениям, которые учитывают ряд технических требований. Сечения проводников для нагрева должны непосредственно обеспечить условие:  $I_{ут.реж} < I_{доп}$ . Согласно.

Для устранения коронирования и радиопомех выбираемые сечения должны удовлетворять условию:  $F^i > F_{mjn}$ .

Для уже существующих линий сечения выбираются по условию:

$$I_{нб} \leq I_{доп}$$

$$I_{нб} = \left| \frac{S_{ут.реж}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \right|$$

$I_{нб}$  выбирается для наибольшего потока мощности непосредственно в линии, если линия двухцепная то  $I_{нб} = I_{ном}/2$  Допустимый ток берётся из справочника для соответствующего сечения линии. Если для существующей линии  $I_{нб} > I_{доп}$  то выбираем новое сечение по методу экономических интервалов. Для каждого режима сети определяем максимальное падение напряжения в процентах от номинального:

$$\Delta U \% = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

### 3 Присоединение новой подстанции

#### 3.1 Геологические данные. Климатические данные по району

Обследования проводились в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа, расположенном в центральной части

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Западно-Сибирской равнины в пределах лесной зоны (сильнотаежная тайга - более 25 000 озер, расположенных в болотах и лесах). Местность плоская, с огромными просторами болот и болотистой тайги, пересекающимися долинами малых рек и ручьев. Лес смешанный, сосна, ель, ель, береза растут из древесных пород.

Наиболее частыми в округе являются туманы и метели. Туманы происходят в основном с декабря по февраль и в августе-сентябре. В холодную погоду они вызваны главным образом излучением земной поверхности, а осенью они образуются в результате притока теплых воздушных масс во время циклонической активности. Снежные бури вызваны усилением циклонической активности зимой.

Атмосферные осадки.

Средняя годовая сумма атмосферных осадков составляет 509 мм. В теплое время года (IV-X) осадков выпадает 362 мм, за холодный период (XI-III) – 147мм. Наибольшее среднее месячное количество осадков наблюдается в августе (75 мм), наименьшее – в феврале (17 мм).

Снежный покров.

Длительная и холодная зима со стабильными отрицательными температурами способствует накоплению и сохранению снежного покрова. Средняя дата появления снежного покрова - 10 октября, дата снежного покрова - 15 мая. Среднее количество дней со снежным покровом составляет 215 дней. Среднее значение наибольшего десятилетнего снежного покрова на зиму на охраняемой территории составляет 81 см, максимальное наблюдение - 97 см. Снежный покров к концу зимы составляет в среднем 50 мм, максимальный максимум зимой - 97 мм.

На период изысканий в конце апреля 2009 года мощность сезонно мерзлого слоя составляла 0,2-0,5-0,8 м.

Геологическое строение

Месторождение находится в пределах Западно-Сибирской плиты. Эта территория в тектонических терминах относится к крупнейшим структурам

									Лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



элементов Евразии. Его структура включает в себя три структурных этажа, скалы, два из которых, по отношению к третьим, складываются и лежат на большой глубине. И только породы третьего структурного пола могут быть использованы в качестве естественной основы, и в большинстве случаев это будут слаболитированные позднекайнозойские отложения, которые подверглись только первым этапам литогенеза и характеризуются горизонтальными подстилками, относительно высокой толщиной и относительной согласованностью макрофациальных признаков.

#### Условия окружающей среды

При разработке настоящего проекта учтены условия окружающей среды, приведенные в таблице 5.

Таблица 5 - Условия окружающей среды

Наименование	Значение
1. Сейсмичность площадки, баллы по шкале MSK-64	5
2. Число грозových часов в году, час	40-60
3. Степень загрязнённости атмосферы (1.9.28ч1.9.43 ПУЭ)	II
4. Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха, °С	- 46,4
5. Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	+ 34
6. Толщина стенки гололеда, мм	15
7. Район по скоростному напору ветра	II
8. Высота площадки над уровнем моря, м	до 1000м

### 3.2 Варианты схемы внешнего электроснабжения.

Подключение ПС Сосновоборской к сети 110 кВ в расширение действующей ВЛ-10 кВ Когалым-Сарымская 1-й и 2-й цепей со строительством двух цепей ВЛ-110 кВ протяженностью около 25 км на железобетонных опорах с Питание 1-го контура по одному. Из рассмотренных опций.

Вариант № 1. Построив подход к ПС 500/220/110 / 10кВ в одноконтурной конструкции на железобетонных опорах с подключением 110 кВ КЛ-110 кВ Когалым-Сарымская (1-я очередь). Требуется установка ячейки 110 кВ с коммутатором ПС на подстанции.

Вариант № 2. Построив ветку от линии 110 кВ Когалым (3Сер) длиной около 0,2 км в одноконтурной схеме с подключением линии 110 кВ Когалым-Сарымская (1 контур) к обрезке.

Вариант требует серьезного рассмотрения в части релейной защиты, могут быть значительные ограничения на условия работы устройств защиты реле.

### 3.3 Назначение силовых трансформаторов

В соответствии с данными нагрузками потребителей с учетом требований надежности электроснабжения потребителей I, II и III категорий и качества электроэнергии, а также из-за невозможности дальнейшего расширения и реконструкции разрабатываемой подстанции В будущем из-за градостроительства, двух трансформаторов 110/10 кВ.

Номинальная мощность трансформаторов выбирается по расчетной максимальной мощности потребителей. При двухтрансформаторной подстанции мощность каждого из трансформаторов выбирается из условия:

$$S_{ном.т} = \frac{S_p}{2 * 0,7} , \quad (13)$$

где  $S_{ном т}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

						Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$S_p$  – расчётная нагрузка подстанции (полная максимальная нагрузка подстанции), МВА.

При таком Назначение в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор должен непосредственно обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей I и II категорий надежности, перегружаясь при этом не более чем на 40 %. Следовательно:

$$S_{ном.т} \geq 16 = 32 \text{ МВА} ,$$

Для двухтрансформаторных подстанций рекомендуется выбирать однотипные трансформаторы. Принимаем к установке трансформаторы номинальной мощностью 16 МВА типа ТДН – 16000 /110. Регулирование на подстанции предусмотрено с помощью РПН на ВН в пределах 9 на 1,78. Устройство регулирования должно обеспечивать поддержание напряжение на шинах 6 кВ подстанции в пределах не меньше 105% номинального, в период больших нагрузок 100% номинального в период наименьших нагрузок.

Силовые трансформаторы проверяются по коэффициенту загрузки. В нормальном режиме коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{S_p}{n * S_{ном.т}} , \quad (14)$$

где  $n$  – количество трансформаторов .

Загрузка трансформаторов в нормальном режиме составит 62% от номинальной.

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$k_{з.ав} = \frac{S_p}{(n-1) * S_{ном.т}} . \quad (15)$$

Т.е. при отключении одного трансформатора оставшийся в работе покрывает 100 % нагрузки, при этом его загрузка возрастает до 124% от

						Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

номинальной. Такая перегрузка допустима для трансформаторов в течение 6 часов в сутки сроком не более чем на 5 суток. Считают, что этого времени достаточно для устранения аварии, ремонта или замены поврежденного элемента.

Окончательно выбираем к установке силовые трансформаторы типа ТДН – 16000/110 У 1 напряжением 110/10 кВ. Замена трансформаторов в перспективе на более мощные не предусматривается.

Параметры трансформатора приведены в таблице 6

Таблица 6 - Параметры трансформатора

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТДН–16000/110
Номинальная мощность трансформаторов $S_{ном}$ , МВА	16
Номинальное напряжение обмотки ВН $U_{вн}$ , кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН1 $U_{н1}$ , кВ	10,5
Номинальное напряжение обмотки НН2 $U_{н2}$ , кВ	10,5
Потери холостого хода $\Delta P_0$ , кВт	19
Потери короткого замыкания $\Delta P_k$ , кВт	89,59
Напряжение короткого замыкания $U_k$ , %	10,22
Ток холостого хода $I_0$ , %	0,48

### 3.4 Назначение схемы подстанции

Потребители, получающие питание от ПС 100 кВ «Сосновоборская» относятся к I, II и III категориям по надежности электроснабжения. Это, в

соответствии с ПУЭ предъявляет к системе электроснабжения следующие требования:

- электроснабжение осуществляется от двух независимых взаимно резервируемых источников питания;
- питание потребителей должно производиться от двухтрансформаторной подстанции;
- перерыв в электроснабжении потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

К установки принята комплектная трансформаторная блочная подстанция типа КТПБ – 110 – 4Н – 1/10 – 2 на 16000 – 63 – А – 2 – 85 У1 изготовленное ОАО «Самарским заводом Электрощит».

ОРУ 110 кВ предусмотрено по схеме 110 – 4Н с элегазовыми выключателями 1ТВ – 14501/В с приводом В1К – 222, разъединителями 8СР 123п с приводами на 31-80 на главных и замещающих ножах, трансформаторами напряжения СРВ – 123, трансформаторами тока ТС – 145 и ограничителями напряжения ЕХМ.

На стороне 10 кВ предусмотрено комплектное распределительное устройство внутренней установки, состоящее из шкафов типа К – 63 УЗ в количестве 26 шт. , в том числе 18 отходящих линий. Шкафы приняты с вакуумными выключателями типа ВВ/ТЕ 0 – 20/630 (100, 1600) УХЛ1.

Шкафы К – 63 УЗ размещаются в модульном здании, состоящие из 9 транспортных блоков климатического исполнения УХЛ1. В пределах каждого транспортного блока полностью осуществлен монтаж оборудования ( шкафов КРУ, шинных перемычек, шинопроводов, панелей, лотков).

Питание собственных нужд подстанции предусмотрено от трансформаторов ТМ – 110/10 У1, напряжением 10/0.4 кВ, установленных в шкафах типа К – 59 УХЛ1 (ТСН №1рабочий, ТСН №2 резервный). Трансформаторы подключены до ввода 10 кВ.

Оперативный ток на подстанции постоянный, напряжением 220В.

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Источником постоянного тока является аппарат управления оперативным током со шкафом аккумуляторным типа АУОТ-16/20-110/220-УХЛІ, установленном в модульном здании.

Согласно проведенным расчетом, оборудование подстанции устойчиво к действию токов короткого замыкания.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативном переключении предусматривается электромагнитная и механические блокировки заводской поставки.

Защита оборудования подстанции от перенапряжений, набегающих с линий, выполняются с помощью ограничителей перенапряжения, присоединяемых к шинам 110 и 10 кВ.

### 3.5 Технические решения по строительству ВЛ 110 кВ

Проектируемую ПС «Сосновоборская» запитать в продление ВЛ-110 кВ Когалым-Сарымская 1-ая и 2-ая цепи с сооружением двух цепей ВЛ-110 кВ длиной около 10км.

Выполнить разрыв цепи ВЛ-10 кВ Когалым-Сарымская в районе опоры №17 и выполнить заход на ПС 500/220/1 10/10 кВ «Когалым» длиной около 4.3км. предназначаются для присоединения к энергосистеме ПС 110/10 кВ «Сосновоборская».

В соответствии с ПУЭ, по условиям обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей, проектируемые ответвления должны быть выполнены на одноцепных опорах. Проектируемые одноцепные ответвления от существующих ВЛ 110 кВ присоединяются в собственные ячейки 110 кВ с выключателями на ПС 110/10 кВ «Сосновоборская», сооружение которых предусматривается в составе настоящего проекта.

						Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Начальной точкой трасс проектируемых ВЛ 110 кВ являются места их примыкания к ВЛ 110 кВ Когалым-Сарымская 1-ая и 2-ая, конечной точкой - приемные устройства на ПС 110/10 кВ «Сосновоборская». Специальных мероприятий по защите от электромагнитных помех не требуется.

### 3.6 Назначение сечения проводов

Сечение проводов и кабелей выбирают по техническим и экономическим соображениям. Назначение сечения по нагреву производят по расчетному току. За расчётные токи ( $I_p$ ) принимаются значения, определяемые по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{ном}} , \quad (16)$$

Назначение сечения проводов воздушных линий напряжением 110 кВ по экономической плотности тока производится следующим образом. Экономически целесообразное сечение ( $F_{эк}$ ):

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} , \quad (17)$$

где  $j_{эк}$  – нормированное значение экономической плотности тока, для заданных условий работы.

Затем необходимо выполнить проверку по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_p \leq I_{доп} , \quad (18)$$

где  $I_{доп}$  – допустимый длительный ток для проводов по ПУЭ.

В соответствии с формулами (2.4 – 2.6) находится сечение проводов ответвлений от ВЛ 110 кВ Когалым-Сарымская 1-ая и 2-ая:

Число часов использования максимального перетока мощности по ВЛ составит 5500 часов. При этом экономическая плотность тока по ПУЭ составит  $j_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$ .

						Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_{\text{эк}} = \frac{163}{1} = 163 \text{ мм}^2 \text{ (на две цепи).}$$

Ближайшее нормируемое сечение для одного провода ВЛ мм<sup>2</sup>.

Ввиду прохождения проектируемых ответвлений ВЛ 110 кВ по территории городской застройки, учитывая возможность в дальнейшем присоединения новых потребителей, а также в соответствии с рекомендациями по проектированию городских электрических сетей для проектируемых ответвлений от ВЛ 110 кВ принимается провод АС – 150 / 24. Данное сечение достаточно по условиям короны.

Проверяем выбранное сечение по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_p \leq I_{\text{дон}}$$

$$163 < 450 \text{ А.}$$

Защита линии от прямых ударов молнии осуществляется подвеской одного грозозащитного троса – провода АЖС 70 – 39 по всей длине ВЛ. Сечение троса удовлетворяет условиям термической стойкости при однофазных коротких замыканиях.

### 3.7 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание (КЗ) представляет собой любое соединение двух точек электрической цепи, не обеспечиваемых нормальными рабочими условиями (прямо или через незначительно малое сопротивление). Причинами неисправностей являются механические повреждения изоляции, ее пробой из-за перенапряжения и старения, разрывов, сквозняков и кожухов воздушных линий (ВЛ), ошибочных действий персонала и т. П. В результате короткого замыкания в цепях опасны для токов сетевых элементов, которые могут их отключить. Поэтому для обеспечения надежной работы электрооборудования, устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), электрической сети общем, выполняется расчет токов короткого замыкания.

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



Трёхфазные (симметричные), двухфазные и однофазные (несимметричные) замыкания различаются в трёхфазных сетях и устройствах. Также может быть двухфазное короткое замыкание на землю, короткое замыкание с одновременным отключением фазы. Наиболее частыми являются однофазные замыкания на землю (до 65% от общей ошибки короткого замыкания), двухфазное короткое замыкание на землю (до 20% от всех коротких замыканий), двухфазное короткое замыкание (До 10% от всех коротких замыканий) и 3-5% от общего числа неисправностей) [2].

При нахождении токов короткого замыкания для облегчения расчета принимаются следующие допущения:

- все источники, участвующие в поставке рассматриваемой точки неисправностей, работают одновременно с номинальной нагрузкой;
- ЭДС всех источников считается совпадающей по фазе;
- напряжение источника питания в случае короткого замыкания остается неизменным;
- расчетное напряжение каждой ступени цепи питания предполагается на 5% выше номинального значения;
- короткое замыкание происходит в момент времени, в течение которого ток короткого замыкания будет иметь наибольшее значение;
- сопротивление места повреждения считается равным нулю;
- емкости и, следовательно, емкостные токи в воздушных и кабельных сетях не учитываются;
- намагничивающие токи трансформаторов не учитываются;
- активные сопротивления элементов схемы не учитываются, если их полное сопротивление точке разлома не превышает  $1/3$  от общего индуктивного сопротивления [1].

### 3.8 Назначение и составление расчётной схемы электрической сети и схемы замещения

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Схема проектирования представляет собой изображение первичной сетевой схемы в однострочной версии, которая указывает паспортные данные всех элементов, имеющих электрическое сопротивление: генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, реакторы, электродвигатели.

На основе электрической схемы электрических сетей строится схема электрической сети (рис. 1).

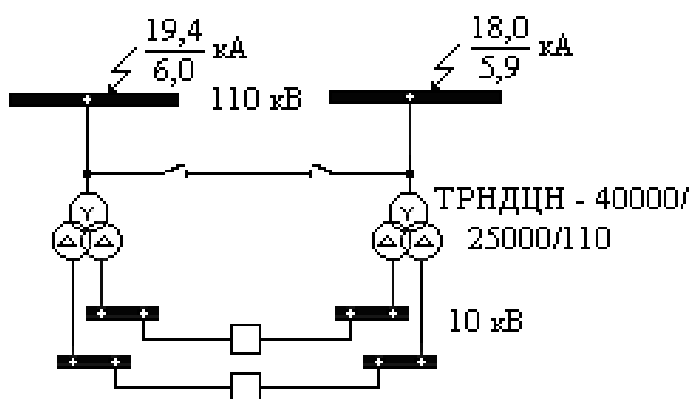


Рисунок 1- Принципиальная расчетная схема электрической сети

Источниками для питания подстанции 110/10 кВ «Сосновоборская» являются шины высокого напряжения подстанции «Когалым» 110/35/10 кВ. Электроэнергия от источников питания к подстанции передается по двум одноцепным воздушным линиям электропередачи. На подстанции установлены два трансформатора ТДН – 16000 /110.

На основании расчетной схемы составляется схема замещения, в которой все перечисленные элементы заменяются своими электрическими сопротивлениями. Общая схема замещения приведена на рисунке 1.3.

Места расположения точек КЗ выбираются таким образом, чтобы проверяемое электрооборудование в момент КЗ находилось в наиболее неблагоприятных условиях. Следовательно, точки КЗ располагаются на шинах 110 и 10 кВ.

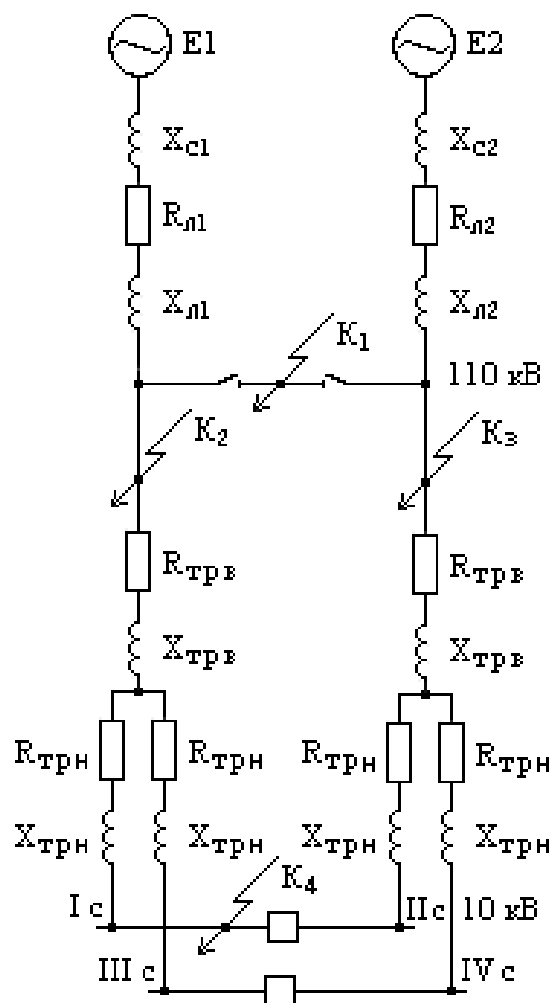


Рисунок 2- Схема замещения

На схеме замещения приняты следующие обозначения:  $X_{c1}$ ,  $X_{c2}$  – реактивные сопротивления системы;  $R_{л1}$ ,  $R_{л2}$  – активные сопротивления ВЛ;  $X_{л1}$ ,  $X_{л2}$  – индуктивные сопротивления ВЛ;  $R_{тр в}$ ,  $R_{тр н}$  – активные сопротивления трансформатора высокой, низкой обмотки;  $X_{тр в}$ ,  $X_{тр н}$  – реактивное сопротивление трансформатора высокой, низкой обмотки.

### 3.9 Расчет параметров элементов схемы замещения

Параметры, включенные в схему расчета элементов в справочной литературе, указаны в разных единицах, относящихся к номинальным

условиям эксплуатации. Расчет сопротивлений элементов схемы замены выполняется в именованных единицах.

Сопротивление системы определяется на основе заданных токов короткого замыкания системы в минимальном и максимальном режимах работы электрической сети. При заданном токе КЗ системы  $I''_{кз}$  сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} * I''_{кз}} \quad , \quad (19)$$

По данной формуле меньшепроизведен расчет сопротивлений системы со стороны линии «Когалым - Сарымская -1»:

$$X_{c1max} = \frac{115000}{\sqrt{3} * 19400} = 3,422 \text{ Ом} \quad ,$$

$$X_{c1min} = \frac{115000}{\sqrt{3} * 6000} = 11,066 \text{ Ом} \quad .$$

Аналогично рассчитываются сопротивления системы со стороны линии «Когалым - Сарымская -1». Результаты расчёта сопротивлений Системы представлены в таблице 8.

Таблица 7 - Сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах работы системы

Режим работы	$X_{c1}$ , Ом	$X_{c2}$ , Ом
Максимальный режим работы системы	3,422	3,689
Минимальный режим работы системы	11,066	11,253

Электроэнергия поступает от источников питания к подстанции по двум одноцепным ответвлениям от ВЛ: «Когалым - Сарымская -1» и «Когалым - Сарымская -2».

Исходные параметры ВЛ представлены в таблице 8. Удельные сопротивления взяты из характеристик существующих ВЛ.

Таблица 8 -Исходные параметры ответвлений от ВЛ

Название линии	Марка провода	Протяжённость ВЛ, км	Удельные сопротивления, Ом/км	
			$r_0$	$x_0$
«Когалым-Сарымская -1»	АС-150	0,17	0,21	0,458
«Когалым-Сарымская -2»	АС-150	0,18	0,21	0,458

Сопротивление ВЛ рассчитываются по следующим формулам:

$$R_n = r_0 * l \quad , \quad (20)$$

где  $R_n$  – активное сопротивление ВЛ, Ом;

$r_0$  – удельное активное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$l$  – длина участка ВЛ, км;

$$X_n = x_0 * l \quad , \quad (21)$$

где  $X_n$  – реактивное сопротивление ВЛ, Ом;

$x_0$  – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

По вышеприведённым формулам производится расчёт активных и реактивных сопротивлений ответвления от ВЛ «Когалым - Сарымская -1»:

$$R_{n1} = 0,21 * 0,17 = 0,036 \text{ Ом},$$

$$X_{n1} = 0,458 * 0,17 = 0,078 \text{ Ом},$$

Аналогично рассчитываются параметры ответвления от второй ВЛ «Когалым - Сарымская -2». Результаты расчёта сопротивлений ВЛ представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Расчётные параметры ВЛ

Название линии	$R_{ли}, \text{ Ом}$	$X_{ли}, \text{ Ом}$
«Когалым-Сарымская -1»	0,036	0,078
«Когалым-Сарымская -2»	0,038	0,082

Преобразование электроэнергии напряжением 110 кВ в электроэнергию напряжения – 10 кВ производится силовыми трансформаторами.

Расчётными параметрами трансформаторов являются реактивные сопротивления обмоток. Известно, что современные трансформаторы распределительных сетей напряжением 35 кВ и выше имеют автоматические регуляторы напряжения (РПН), цель которых поддерживать на шинах низшего напряжения трансформатора номинальное значение напряжения при эксплуатационных изменениях значения напряжения на стороне высшего напряжения. Для таких трансформаторов дополнительно необходимо иметь значение диапазона регулирования напряжения соответствующее крайним положениям РПН. Эти данные для трансформатора ТДН – 16000 / 110 равны:

$$U_{в \text{ min}} = 96,6 \text{ кВ},$$

$$U_{в \text{ ном}} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{в \text{ max}} = 126 \text{ кВ}.$$

В трансформаторах для нахождения сопротивлений обмоток высокого и низкого напряжения первоначально находятся общие активное ( $R_{общ}$ ) и реактивное ( $X_{общ}$ ) сопротивления обмоток [4]:

$$R_{общ} = \frac{\Delta P_{к} * U_{в.ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (22)$$

$$X_{общ} = \frac{U_k * U_{в.ном}^2}{100 * S_{ном}}, \quad (23)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора,

$\Delta P_k$  – потери трансформатора при коротком замыкании,

$U_k$  – напряжение короткого замыкания, в % от номинального.

После вычисления общего активного и реактивного сопротивления обмоток находят сопротивления обмоток высокого и низкого напряжения по формулам:

$$R_в = 0,5 R_{общ}, \quad (24)$$

$$R_n = R_{n1} = R_{n2} = R_{общ}, \quad (25)$$

$$X_в = 0,125 X_{общ}, \quad (26)$$

$$X_n = X_{n1} = X_{n2} = 1,8 X_{общ}, \quad (27)$$

Расчёт активных реактивных сопротивлений высокой обмотки трансформатора в номинальном режиме по формулам (3.4) – (3.9) выглядит следующим образом:

$$R_{общ} = \frac{307000 * 115000^2}{40000000^2} = 2,538 Ом,$$

$$X_{общ} = \frac{16,8 * 115000^2}{100 * 40000000} = 55,545 Ом,$$

$$R_в = 0,5 * 2,538 = 1,269 Ом,$$

$$R_n = 2,538 Ом,$$

$$X_в = 0,125 * 55,545 = 6,943 Ом,$$

$$X_n = 1,8 * 55,545 = 99,981 Ом.$$

Расчет сопротивлений трансформаторов при минимальном и максимальном регулировании напряжения трансформаторов производится аналогично. Результаты вычислений заносятся в таблицу 10. Активные сопротивления трансформаторов гораздо меньше реактивных и поэтому при расчетах токов КЗ не учитываются.

						Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10 – Расчетные схемные параметры трансформаторов

Режим регулирования напряжения трансформатора	Параметры схемы замещения			
	$R_6$ , Ом	$X_6$ , Ом	$R_n$ , Ом	$X_n$ , Ом
$U_{6\ min} = 96,6$ кВ	0,895	4,899	1,79	70,547
$U_{6\ ном} = 115$ кВ	1,269	6,943	2,538	99,981
$U_{6\ max} = 126$ кВ	1,523	8,335	3,046	120,023

### 3.10 Определение токов при симметричном трёхфазном КЗ

Схема замещения для симметричного КЗ представлена на рисунке 3.

Преобразование схемы замещения относительно заданных точек КЗ – К1 и К2 – осуществляется по следующим правилам.

- При последовательном соединении сопротивлений общее сопротивление определяется как сумма последовательных сопротивлений.
- При параллельном соединении сопротивлений общее сопротивление в –1 степени определяется как сумма параллельных сопротивлений, каждое из которых предварительно возведено в –1 степень.

-



Иртыш - Тобольская Волгинская - Тобольская

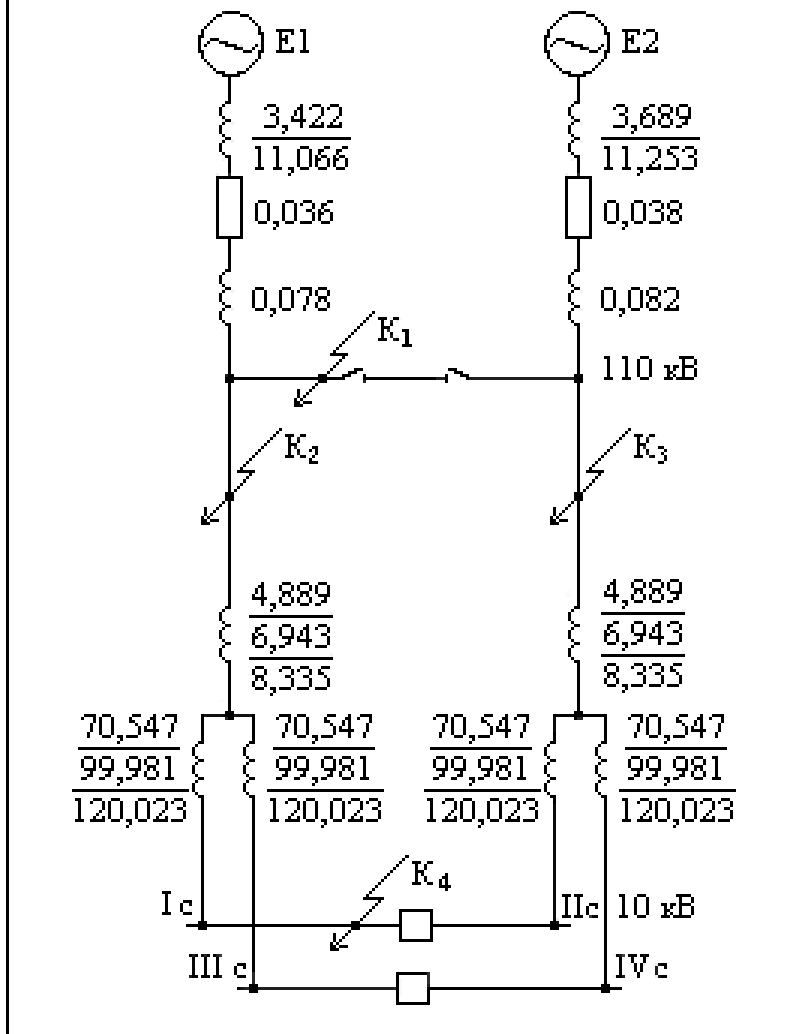


Рисунок 3 - Схема замещения при симметричном КЗ

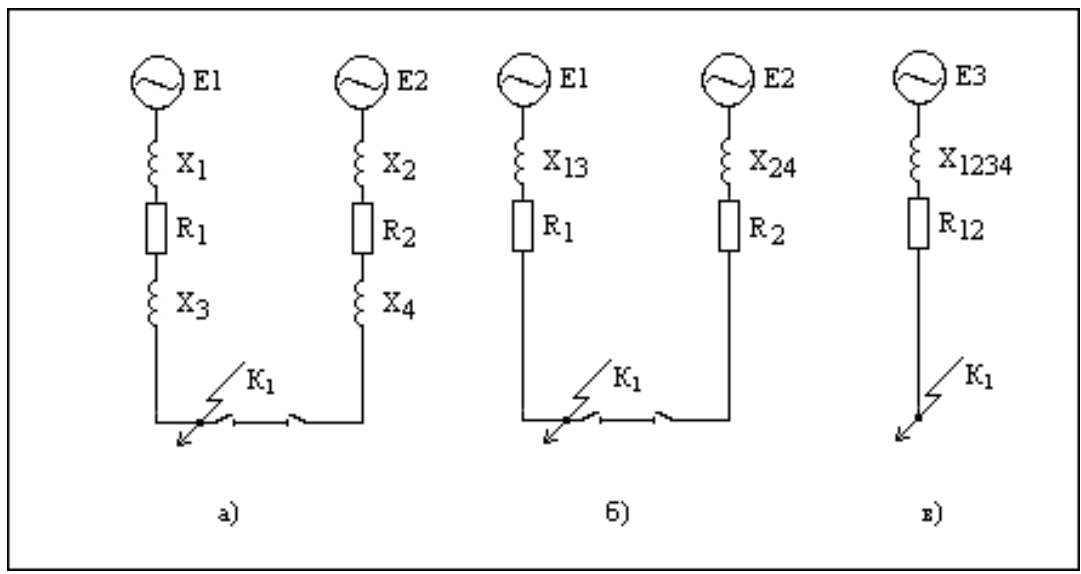


Рисунок 4 - Этапы преобразования схемы замещения:

а) – исходная схема;

б) – преобразование с исключением последовательных сопротивлений;

в) – преобразование с исключением параллельных сопротивлений.

Этапы преобразования схемы замещения относительно точки КЗ К1 представлены на рисунке 4

Расчёт сопротивлений при преобразовании схемы производится по описанным выше правилам, а так же в программе «ТОКО».

Расчёт общего сопротивления последовательных элементов:

$$X_{13} = X_1 + X_3; \quad (28)$$

$$X_{24} = X_2 + X_4, \quad (29)$$

где  $X_{13}$ ,  $X_{24}$  – общее реактивное сопротивление последовательно соединённых элементов.

$X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_3$ ,  $X_4$  – реактивные сопротивления последовательно соединённых элементов.

Расчёт общего сопротивления параллельных элементов:

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_{24}}}, \quad (30)$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}, \quad (31)$$

где  $X_{1234}$  – общее реактивное сопротивление параллельно соединённых элементов;

$R_{12}$  – общее активное сопротивление параллельно соединённых элементов;

$R_1$ ,  $R_2$ , – активные сопротивления последовательно соединённых элементов;

						Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Меньшеприведён расчёт сопротивлений преобразованной схемы замещения относительно точки КЗ К1.

Минимальный режим работы электрической сети, максимальное регулирование трансформатора:

$$X_{13} = 11,066 + 0,078 = 11,144 \text{ Ом};$$

$$X_{24} = 11,253 + 0,082 = 11,335 \text{ Ом};$$

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{11,144} + \frac{1}{11,335}} = 5,619 \text{ Ом}$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{0,036} + \frac{1}{0,038}} = 0,018 \text{ Ом}$$

Преобразование схемы замещения относительно точек КЗ – К1 и К2 – представлены на рисунке 5.

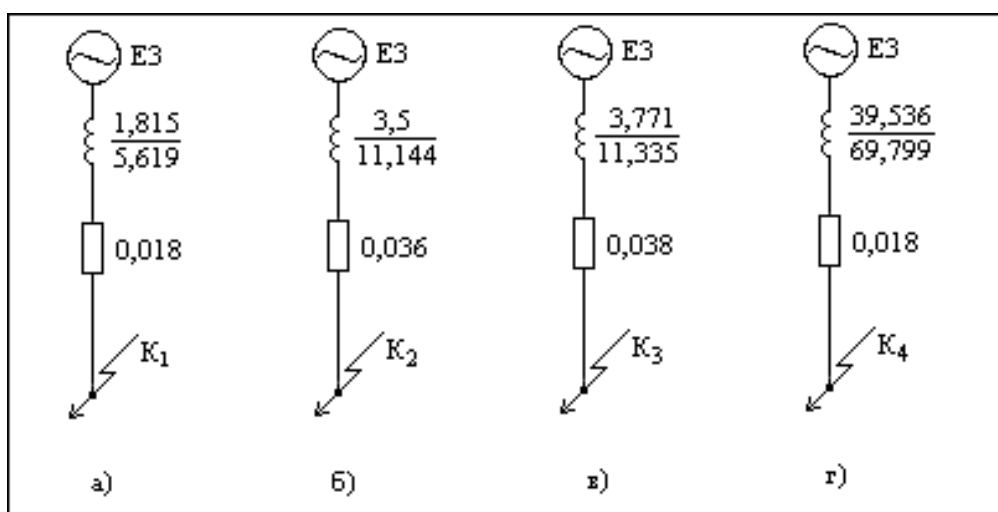


Рисунок 5 - Преобразование схемы замещения:

- а) КЗ в точке К1 (на шинах 110кВ);
- б) КЗ в точке К2 (на шинах 110 кВ);
- в) КЗ в точке К3 (на шинах 110 кВ);
- г) КЗ в точке К4 (на шинах 10 кВ).

Расчёт сопротивлений схем замещения преобразованных относительно точки К2 производится таким же образом, как при К3 в точке К1. Результат расчёта приведён в таблице 11. В этой же таблице приведены значения полного сопротивления элементов сети до точки К3 –  $Z_{\Sigma}$ , которое определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma} + X_{\Sigma}} \quad , \quad (32)$$

где  $R_{\Sigma}$  – общее активное сопротивление элементов сети;

$X_{\Sigma}$  – общее реактивное сопротивление элементов сети.

Таблица 11 - Суммарные сопротивления преобразованных схем замещения.

Точка КЗ	Суммарные сопротивления, Ом					
	Максимальный режим			Минимальный режим		
	$R_{\Sigma}$	$X_{\Sigma}$	$Z_{\Sigma}$	$R_{\Sigma}$	$X_{\Sigma}$	$Z_{\Sigma}$
К1	0,018	1,815	1,815	0,018	5,619	5,61
К2	0,036	3,5	3,5	0,036	11,14	11,1
К3	0,038	3,771	3,771	0,038	11,33	11,3
К4	0,018	39,53	39,53	0,018	69,79	69,7

Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ ( $I_{к3}$ ) определяется по следующей формуле:

$$I_{к}^3 = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma}} \quad , \quad (33)$$

где  $U_{\delta}$  – базовое напряжение соответствующего режима работы электрической сети, кВ;

$Z_{\Sigma}$  – полное суммарное сопротивление соответствующего режима работы электрической сети, Ом.

Ударный ток КЗ ( $I_{y\delta}$ ) определяется из следующего выражения:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} * k_{y\delta} * I_{к}^3 \quad , \quad (34)$$

где  $K_{y\partial}$  – ударный коэффициент тока КЗ соответствующего режима работы электрической сети.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (35)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания тока КЗ соответствующего режима работы электрической сети.

Постоянная времени затухания определяется из выражения:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 * R_{\Sigma}} \quad (36)$$

Меньшеприведён расчёт токов КЗ в точке К1 с использованием формул (3.15) – (3.18)

При максимальном режиме нагрузок работы электрической сети, минимальное регулирование трансформаторов :

$$I_{\kappa\kappa1}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} * 1,875} = 36,58 \text{кА},$$

$$T_a = \frac{1,815}{314 * 0,01} = 0,321 \text{с},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,321}} = 1,969,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} * 1,969 * 36,58 = 110,86 \text{кА}.$$

При минимальном режиме работы нагрузок электрической сети, максимальное регулирование трансформаторов :

$$I_{\kappa\kappa1}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} * 5,619} = 11,82 \text{кА},$$

$$T_a = \frac{5,619}{314 * 0,018} = 0,994 \text{с},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,994}} = 1,99,$$

						Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$i_{y0} = \sqrt{2} * 1,99 * 11,862 = 33,35 \text{ кА}.$$

Аналогично производится расчёт токов КЗ в других точках. Результаты расчёта токов КЗ в точках приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Расчёт токов трёхфазного КЗ

Режим КЗ	Напряжение, кВ $U_0$	Сопротивления, Ом			$T_a, \text{с}$	$K_{y0}$	$I_k^3, \text{кА}$	$i_{y0}, \text{кА}$
		$R_\Sigma$	$X_\Sigma$	$Z_\Sigma$				
КЗ в точке К1								
Макс.	115	0,018	1,815	1,815	0,321	1,969	36,58	101,86
Мин.	126	0,018	5,619	5,619	0,994	1,99	11,82	36,44
КЗ в точке К2								
Макс.	115	0,036	3,5	3,5	0,31	1,968	18,97	52,8
Мин.	115	0,036	11,144	11,144	0,989	1,99	5,96	16,77
КЗ в точке К3								
Макс.	115	0,038	3,771	3,771	0,316	1,969	17,61	49,04
Мин.	115	0,038	11,335	11,335	0,95	1,99	5,86	15,99
КЗ в точке К4								
Макс.	10,5	0,018	39,536	39,536	6,995	1,998	1,45	4,1
Мин.	10,5	0,018	69,799	69,799	12,349	1,999	1,04	2,94

3.11 Техничко-экономический расчет по Назначению мощности силовых трансформаторов разрабатываемой подстанции

Интегральные показатели экономической эффективности и их использования.

При оценке экономической эффективности необходимо рассмотреть два или несколько вариантов технических решений, обеспечивающих достижение одной цели.

Сравнение разных вариантов схем питания для проектируемого объекта и их напряжений, числа и мощности трансформаторов на ГРП и цехе ТР, поперечных сечений проводников линий электропередач и Назначение лучших из них рекомендуется выполняются с использованием интегральных показателей относительной экономической эффективности. При сравнении разных проектов (вариантов проекта) они должны быть приведены к сопоставимому виду.

К числу интегральных показателей экономической эффективности относятся [3]:

- интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма доходности.

Интегральный эффект (Эинт) определяется как сумма текущих (годовых) эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или как превышение интегральных результатов (доходов) над интегральными затратами (расходами).

Величина  $\mathcal{E}_{инт}$  (чистого дисконтированного дохода) вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{инт} = ЧДД = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t - K, \quad (37)$$

где  $R_t$  – результат (доходы), достигаемые на  $t$ -ом шаге расчета;  $Z_t$  – затраты (без капитальных), осуществляемые на  $t$ -ом шаге расчета;  $T$  – продолжительность расчетного периода или горизонт расчета.

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (38)$$

$\alpha_t$  – коэффициент дисконтирования;  $E$  – норма дисконта, равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал;  $t$  – номер шага расчета, как правило, по годам, начиная с момента начала осуществления проекта.

Величина *дисконтированных капиталовложений*:

						Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t, \quad (39)$$

$K$  – сумма дисконтированных капиталовложений;  $K_t$  – капиталовложения на  $t$ -ом шаге.

*Индекс доходности (ИД)* представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине дисконтированных капиталовложений

$$ИД = \frac{ЧДД}{K_0}, \quad (40)$$

*Внутренняя норма доходности (ВНД)* представляет собой ту норму дисконта  $E_{вн}$ , при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. Иными словами  $E_{вн}$  (ВНД) является решением уравнения:

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{вн})^t}, \quad (41)$$

Если расчет интегрального эффекта проекта дает ответ на вопрос, является ли он эффективным или нет при заданной ставке дисконтирования  $E$ , то ВНД проекта определяется в процессе расчета, а затем сравнивается с требуемой нормой прибыли инвестора на Инвестированный капитал. В случае, если ВНД равен или превышает норму прибыли, требуемую инвестором для капитала, инвестиции в этот проект оправданы.

Период окупаемости - это минимальный временной интервал (начиная с начала проекта), после которого интегральный эффект (NRM) становится неотрицательным. Другими словами, это период (измеряется в годах или месяцах), после чего первоначальные инвестиции и другие затраты покрываются за счет общих результатов (доходов) его реализации. Период окупаемости графически определяется после определения интегральных эффектов.

После определения интегральных показателей экономической эффективности проекта необходимо оценить финансовое состояние предлагаемого проекта (варианты проекта). Критерии финансовой оценки:

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					48



рентабельность производства, рентабельность продукта, коэффициент ликвидности.

*Рентабельность производства* определяется:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_{\text{В}}}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\% , \quad (42)$$

где  $\Pi_{\text{В}}$  – валовая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности за расчетный период  $T$ , (т.руб./год);  $\sum_{t=0}^T K_t$  – среднегодовая стоимость производственных фондов (т.руб.).

*Рентабельность продукции* определяется:

$$p^{\%} = \frac{\Pi_{\text{ч}}}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% , \quad (43)$$

где  $\Pi_{\text{ч}}$  – чистая прибыль от производственно-хозяйственной деятельности за расчетный период  $T$  (т.руб./год);  $\sum_{t=0}^T R_t$  – суммарная выручка от реализации (т.руб./год).

В дополнение к стоимостным показателям в оценке эффективности проекта следует использовать натуральные, в том числе, производительность труда, удельные расходы и потери энергии, трудоемкость обслуживания системы электроснабжения, надежность электроснабжения.

Полученные значения экономической и финансовой эффективности, для сравниваемых вариантов, сводятся в таблицы 2 и 3.

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

### Исходные данные:

При определении капиталовложений были использованы справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [7] с учетом коэффициента удорожания  $K_{уд}=35$ .

1) 2·ТДН– 10000/110  $\Delta W_1= 1393$  тыс.кВт ч/год;

2·ТДН– 16000/110  $\Delta W_2 = 1888$  тыс.кВт ч/год

2)  $K_1=2800$  тыс.руб.

$K_2=3360$  тыс.руб.

Норма доходности рубля принимается согласно среднего процента по банковским кредитам ( $E=10\%$ ).

При определении затрат на обслуживание энергетического объекта принят стандарт обслуживания  $r_0 = 6\%$  от инвестиций

Мы занимаем срок строительства - 3 года, а с начала третьего года подстанция будет введена в эксплуатацию, мы будем выделять капитальные вложения на первый, второй и третий год строительства - 20%, 40% и 40%, соответственно.

Мы принимаем расчетный период (горизонт расчета) до 13 лет (2006-2018 гг.), Тариф на электроэнергию, коэффициент дисконтирования устанавливается руководителем экономической части проекта, время использования максимальной нагрузки - 5622 часа , Количество электроэнергии, передаваемой в год, составляет 84340 МВт-ч.

						Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4 Назначение высоковольтной аппаратуры

К выбираемому высоковольтному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, шины, разъединители, изоляторы, трансформаторы тока и напряжения, ограничители напряжения, трансформаторы собственных нужд, дугогасительные катушки.

Основные условия Назначения и проверки высоковольтных электрических аппаратов следующие:

- 1) Назначение по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n, \quad (44)$$

где  $U_c$  – напряжение сети, кВ;

$U_n$  – номинальное напряжение аппарата, кВ.

- 2) Назначение по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_n, \quad (45)$$

где  $I_{раб}$  – наибольший ток в , А;

$I_n$  – номинальный ток аппарата, А.

- 3) Проверка по току отключения:

$$I_k^3 \leq I_{отк.н}, \quad (46)$$

где  $I_k^3$  – периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА;

$I_{отк.н}$  – номинальный ток отключения аппарата, кА.

- 4) Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{дин}, \quad (47)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток трёхфазного КЗ, кА;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата, кА.

- 5) Проверка на термическую стойкость:

						Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m, \quad (48)$$

где  $B_k$  – интеграл Джоуля при КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$t_m$  – допустимое время действия тока термической стойкости, с.

Расчёт интеграла Джоуля при КЗ (теплового импульса тока) можно выполнить следующим образом:

$$B_k = B_{к.п} + B_{к.а} = (I_k^3)^2 * t_{откл} + (I_k^3)^2 * T_a \left( 1 - e^{-\frac{2t_{откл}}{T_a}} \right), \quad (49)$$

где  $B_{к.п}$ ,  $B_{к.а}$  – соответственно периодическая и аperiodическая составляющие импульса тока;

$I_{кЗ}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$t_{откл}$  – время от начала КЗ до его отключения, с;

$$t_{откл} = t_z + t_{выкл},$$

$t_z$  – время действия релейной защиты, для МТЗ  $t_z = 0,5 \div 1,0$  с, примем  $t_z = 1,0$  с;

$t_{выкл}$  – полное время отключения аппарата, с.

#### 4.1 Назначение трансформаторов собственных нужд подстанции

Максимальная нагрузка потребителей собственных нужд подстанции составляет 108,6 кВА.

Назначение мощности трансформаторов собственных нужд производится по формуле (11). К установке принимаются два трансформатора 10 / 0,4 кВ мощностью по 100 кВА типа ТМ – 100/10.

Коэффициент загрузки определяется по формуле (12) и равен 0,55. Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле (13) и составит 1,01.

Параметры трансформаторов собственных нужд приведены в таблице 13

						Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 13 - Параметры трансформатора собственных нужд

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТМ – 100/10
Номинальная мощность, кВА	100
Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Мощность потерь ХХ, кВт	0,365
Мощность потерь КЗ, кВт	1,97
Напряжение КЗ, %	4,5
Ток холостого хода, %	2,6

Щит собственных нужд размещается в ОПУ, совмещенном со ЗРУ 10 кВ. Схема собственных нужд состоит из двух секций с АВР.

#### 4.2 Назначение ячеек РУ – 110 и РУ – 10

Открытое распределительное устройство 110 кВ и установка силового трансформатора выполнены в виде полной двухтрансформаторной подстанции КТПБ-110-4Н-1 / 10-2 16000-63-А-2-85 У1 Самарского электролитного завода и состоят из отдельных блоков, представляющих собой металлическую конструкцию с установленным оборудованием, оборудованием и внутренними соединениями, установленными на сваях.

При напряжении 10 кВ наиболее распространенное распределительное устройство (КРУ) с вакуумными выключателями обусловлено следующими преимуществами:

- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов срабатывания;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

- резкое снижение эксплуатационных расходов;
- полная взрывная и пожаробезопасность и способность работать в агрессивных средах;
- широкий диапазон температур, в которых возможна работа вакуумного дугогасителя;
- повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам благодаря малой массе и компактной конструкции устройства;
- произвольное рабочее положение и небольшие размеры, что позволяет создавать различные макеты распределительных устройств (РУ);
- Бесшумность, чистота, простота обслуживания, из-за небольших выбросов энергии в дуге и выброса масла или газа при отключении короткого замыкания;
- сокращение времени установки;
- отсутствие загрязнения окружающей среды.

Недостатки включают повышенный уровень перенапряжения переключения, который требует использования специальных технических средств, а также их высокой цены.

В качестве распределительного устройства 10 кВ рекомендуется использовать завод закрытого распределительного устройства, изготовленный из отдельных ячеек различного назначения.

Для приобретения распределительного устройства 10 кВ мы выберем малогабаритные ячейки К-63, изготовленные Самарским электролитическим заводом. Эти камеры отвечают современным требованиям эксплуатации, имеют двухсторонний коридор обслуживания, выкатные грузовики с вакуумными выключателями, безопасный доступ к любому элементу КРУ-10.

В составе распределительного устройства серии К-63 включают вакуумные выключатели типа ББ / ТЕ 0 - 20/630 (100, 1600) УНЛ1, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ограничители

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

перенапряжений, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и переходные изоляторы ,

#### 4.3 Назначение выключателей

Переключатель является основным переключающим устройством в электрических установках, он служит для отключения и включения схемы в любых режимах. Наиболее сложной и важной операцией является отключение токов короткого замыкания.

Высоковольтные выключатели выбираются в соответствии с номинальным напряжением, номинальным током, конструкцией, местом установки и проверяются для параметров отключения, а также для электродинамического и термического сопротивления.

Назначение высоковольтных выключателей рассмотрен на примере выключателя Q1, установленного в цепи ОРУ- 110 кВ (чертеж 1).

Параметры сети:  $U_c = 110$  кВ,  $I_{раб} = 163$  А,  $I_k^3 = 18,97$  кА,  $i_{уд} = 52,8$  кА.

Выбран баковый масляный выключатель типа ВМТ–110–25/1250 УХЛ1.

Параметры:  $U_n = 110$  кВ,  $I_n = 1250$  А,  $I_{отк.н} = 25$  кА,  $I_{дин} = 65$  кА,  $I_m = 25$  кА, при  $t_m = 3$  с,  $t_{выкл} = 0,06$  с ( $t_{откл} = 1 + 0,06 = 1,06$  с).

Назначение по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n,$$

$$110 \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

Назначение по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_n,$$

$$163 \leq 1250 \text{ (А)}.$$

Проверка по току отключения:

$$I_k^3 \leq I_{отк.н};$$

$$18,97 \leq 25 \text{ (кА)}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{дин},$$

$$52,8 \leq 65 \text{ (кА)}.$$

						Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = B_{к.н} + B_{к.а} = (I_k^3)^2 * t_{откл} + (I_k^3)^2 * T_a \left( 1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_a}} \right) =$$

$$= 18,97^2 * 1,06 + 18,97^2 * 0,31 \left( 1 + e^{\frac{-2*1,06}{0,31}} \right) = 492,9 (\text{кА}^2 * \text{с});$$

$$I_{откл.н}^2 * t_m = 25^2 * 3 = 1875 (\text{кА}^2 * \text{с});$$

$$B_k \leq I_{откл.н}^2 * t_m ;$$

$$492,9 \leq 1875 (\text{кА}^2 * \text{с}).$$

Аналогично производится Назначение и проверка для других выключателей. Результат Назначения и проверки расчёта приведён в таблице 14

Таблица 14 - Назначение высоковольтных выключателей.

Место установки выключателя по рисунку 2.1.	Тип выключателя	Условия Назначения и проверки	Параметры системы	Параметры выключателя
Q1, Q2	ВМТ – 110 – 25 / 1250 УХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{откл.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{откл.н}^2 * t_m$	110 кВ 163 А 18,97(17,61) кА 52,8 (49,04) кА 492,9 (426,6) кА <sup>2</sup> *с	110 кВ 1250 А 25 кА 65 кА 1875 кА <sup>2</sup> *с



Продолжение таблицы 14

Q3–Q8.	ВБТ 10–20/1250	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	10 кВ 896,5 А 1,45 кА 4,1 кА 4,11 кА <sup>2</sup> *с	10 кВ 1250 А 20 кА 52 кА 1200 кА <sup>2</sup> *с
Место установки выключателя по рисунку 2.1.	Тип выключателя	Условия Назначения и проверки	Параметры системы	Параметры выключателя
Q9–Q30.	ВБТ 10–20/630	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	10 кВ 300 А 1,45 кА 4,1 кА 4,11 кА <sup>2</sup> *с	10 кВ 630 А 20 кА 52 кА 1200 кА <sup>2</sup> *с

#### 4.4 Назначение разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, электродинамической и термической стойкости при КЗ.

На напряжение 110 кВ выбраны разъединители наружной установки с механической блокировкой с заземлителями типа З-110/УЗ в однополюсном исполнении типа РНДЗ. На напряжение 10 кВ разъединители наружной

установки в трёхполюсном исполнении РЛНД-10/630 У1 (QS7 – QS10 по чертежу 1).

Проверка выполняется аналогично проверке выключателей и сведена в таблицу 15

Таблица 15 - Назначение разъединителей.

Место установки разъединителя по рисунку 1.1.	Тип разъединителя	Условия Назначения и проверки	Параметры системы	Параметры разъединителя
QS1 – QS4	РНДЗ.2 – 110/3200 ХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	110 кВ; 163 А; 36,58 кА; 101,86 кА; 3105,1 кА <sup>2</sup> *с;	110 кВ; 3200 А; 50 кА; 125 кА; 7500 кА <sup>2</sup> *с;
QS5, QS6	РНДЗ.1 – 110/1000 ХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{раб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{отк.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{отк.н}^2 * t_m$	110 кВ 163 А 18,97(17,61) кА 52,8 (49,04) кА 492,9 (426,6) кА <sup>2</sup> *с	110 кВ; 1000 А; 31,5 кА; 80 кА; 2976,75 кА <sup>2</sup> *с;

#### 4.5 Назначение ограничителей перенапряжений

При коммутации выключателями с коротким временем отключения нагруженных трансформаторов или при запуске двигателей могут возникать перенапряжения, опасные для изоляции оборудования.

В результате исследований, проведенных специалистами научно-исследовательского предприятия «Таврида-Электрик», было установлено, что переключение перенапряжений может возникать только при определенном соотношении параметров сети и параметров коммутатора.

Чтобы предотвратить переключение и другие перенапряжения, необходимо установить специальные устройства для ограничения и устранения вредного воздействия перенапряжений на изоляцию оборудования. В качестве таких устройств могут быть выбраны ограничители перенапряжения (ограничители перенапряжений). Они устанавливаются между фазой и землей, а также между различными фазами сети.

Их основные преимущества по сравнению с ограничителями затворов заключаются в следующем:

- глубокий уровень ограничения;
- стабильность характеристик;
- надежность работы;
- нет необходимости в обслуживании;
- взрывозащищенность и устойчивость к землетрясениям;
- возможность установки в подвеске и опорной конструкции;
- Легкий вес и размеры.

Ограничители перенапряжений без искровых промежутков изготавливаются на основе оксидно-цинковых варисторов. Адаптеры предназначены для защиты двигателей, трансформаторов, воздушных и кабельных линий от атмосферных перенапряжений и перенапряжений. Для защиты оборудования напряжением 110 кВ выбираются ОПН У/TEL 110/84; 10 кВ – ОПН Т/TEL 10/11,5.

#### 4.6 Назначение шин

Назначение шин РУ осуществляется по длительному допустимому току нагрузки с использованием справочных данных, и производят проверку на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

В качестве шин ЗРУ-10 целесообразно выбрать алюминиевые шины прямоугольного сечения 50 x 6 мм<sup>2</sup>.  $I_{дон} = 870$  А;  $I_p = 304,4$  А.

						Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверка на электродинамическую стойкость при воздействии тока КЗ:

$$\sigma_p \leq \sigma_{дон}, \quad (50)$$

где  $\sigma_p$  – расчётное механическое напряжение шины, Па;

$\sigma_{дон}$  – расчётное механическое напряжение шины, Па (для алюминиевых шин  $\sigma_{дон} = 65$  МПа).

$$\sigma_p = \frac{F * l}{10 * W}, \quad (51)$$

где  $F$  – усилие от динамического воздействия токов КЗ;

$l$  – длина пролёта между изоляторами, м;

$W$  – момент сопротивления, м<sup>3</sup>.

$$F = 1,76 * i_{yd}^2 * \frac{l}{a} * 10^{-7}, \quad (52)$$

где  $a$  – расстояние между токоведущими шинами, м.

Момент сопротивления для прямоугольных шин:

$$W = \frac{b * h^2}{6}, \quad (53)$$

где  $b$  и  $h$  – соответственно узкая и широкая стороны сечения шины, м.

Проверка по термической стойкости:

$$S_{ш} \geq S_m, \quad (54)$$

где  $S_{ш}$  – сечение шин, мм<sup>2</sup>;

$S_m$  – термически стойкое сечение, мм<sup>2</sup>.

$$S_m = \frac{I_k^3 * \sqrt{t_{откл}}}{\alpha}, \quad (55)$$

где  $\alpha$  – коэффициент термической стойкости (для алюминия  $\alpha = 95$ ).

Проверяем шины ЗРУ–10. Расстояние между изоляторами одной фазы, зачитпролёт  $l = 1,1$  м, расстояние между фазами  $a = 0,35$  м.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$W = \frac{0,05 * 0,006^2}{6} = 30 * 10^{-8} (\text{мм}^2),$$

						Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F = 1,76 * 4100^2 * \frac{1,1}{0,35} * 10^{-7} = 9,3(H),$$

$$\sigma_p = \frac{9,3 * 1,1}{10 * 30 * 10^{-8}} = 3,41 * 10^6 (Па),$$

$$\sigma_p \leq \sigma_{дон},$$

$$3,41 \leq 65.$$

Следовательно, можно сделать вывод, что выбранные шины удовлетворяют условию электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость:

$$S_m = \frac{1450 * \sqrt{1,06}}{95} = 15,71 (мм^2),$$

$$S_{ш} \geq S_m,$$

$$300 \geq 15,71 (мм^2)$$

Следовательно, выбранные шины удовлетворяют условию термической стойкости.

#### 4.7 Назначение изоляторов

Опорные изоляторы выбирают по номинальному напряжению и проверяют на механическую нагрузку при коротких замыканиях.

Условие проверки на механическую нагрузку при КЗ:

$$F \leq 0,6 F_{дон}, \quad (56)$$

где 0,6 – коэффициент запаса;

$F_{дон}$  – допустимое усилие на изолятор.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

В ЗРУ – 10 для крепления шин используются опорные изоляторы ИО–10–3,75 У3 с параметрами: номинальное напряжение 10 кВ, минимальная разрушающая сила на изгиб 3,75 кН.

Производим проверку изоляторов по формулам :

$$F = 1,76 * 4100^2 * \frac{1,1}{0,35} * 10^{-7} = 9,3 \text{ (Н)},$$

$$F \leq 0,6 F_{дон},$$

$$9,3 \leq 2250 \text{ (Н)}.$$

Следовательно, изолятор прошёл проверку на механическую нагрузку при токах КЗ.

#### 4.8 Назначение измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Назначение трансформаторов тока (ТТ) производят: по номинальному напряжению; первичному току; нагрузке вторичной цепи, которая обеспечивает погрешность в пределах паспортного класса точности; по роду установки; конструкции; классу точности. Также их проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Основные условия Назначения ТТ следующие:

- 1) Назначение ТТ по номинальному напряжению осуществляется по формуле (4.1).
- 2) Назначение ТТ по номинальному току осуществляется по формуле (4.2).
- 3) Назначение ТТ по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия:

						Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{2ном} \geq S_{2p}, \quad (57)$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2p}$  – расчётная нагрузка подключенная ко вторичной обмотке ТТ, ВА.

Фактическая (расчётная) нагрузка подключённая к вторичной обмотке ТТ определяется из следующего выражения:

$$S_{2p} = I_{2ном}^2 * Z_{2ном}, \quad (58)$$

где  $I_{2ном}$  – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$Z_{2ном}$  – сопротивление цепи включенной во вторичную обмотку, Ом.

Сопротивление цепи включенной во вторичную обмотку складывается из трёх составляющих: суммы сопротивлений приборов ( $\Sigma r_{приб}$ ), допустимого сопротивления проводов ( $r_{доп}$ ) и переходного сопротивления контактов ( $r_{конт}$ ) (принимаяем  $r_{конт} = 0,1$ ).

$$Z_{2ном} = \Sigma r_{приб} + r_{доп} + r_{конт}, \quad (59)$$

Исходя из этого, расчётную нагрузку можно представить следующим образом:

$$S_{2p} = \Sigma S_{приб} + I_{2ном}^2 * (r_{доп} + r_{конт}), \quad (60)$$

где  $\Sigma S_{приб}$  – суммарная мощность всех приборов подключенных к вторичной обмотке ТТ, ВА.

В связи с тем, что ТТ на все напряжения встроены во ввода выключателей (кроме ТТ подключенных к релейной защите от замыканий на землю), проверку на электродинамическую и термическую устойчивость не производим.

К установке на напряжение принимаются ТФЗМ–110Б–1У1 600/5 и ТВТ–110–I 600/5; на стороне 10 кВ – ТОЛ–10 1500/5 и 300/5; в нейтрали силовых трансформаторов ТДН–16000/110 устанавливаются ТВТ–35–I 300/5. Все эти ТТ имеют две обмотки и обеспечивают возможность последовательного или параллельного их подключения. При параллельном подключении и классе точности 1, достаточном для подключения

										Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

измерительных приборов имеют мощность вторичной цепи 40 ВА. При классе точности 10Р, обеспечивают мощность 20 ВА.

Измерительные приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам и их мощность, приведена в таблице 16

Таблица 16 - Приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам

Напряжение	Прибор	Мощность, ВА
110 кВ	Э309	5
	A1D	0,7
10 кВ	Э309	5
	A1D	0,7

Для примера производится Назначение и проверка ТТ на 110 кВ. К установке принят ТФЗМ–110Б–1У1 600/5.

Проверка по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_n,$$

$$163 < 600 \text{ (A)}.$$

По номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n,$$

$$110 \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

Назначение ТТ по нагрузке вторичной цепи:

$$S_{2ном} \geq S_{2р},$$

Мощность приборов подключённых к ТТ на 110 кВ составляет 5,7 ВА (один Э309 и один A1D-3-00-C2-T на каждую фазу). Ток вторичной цепи 5 А. Переходное сопротивление контактов 0,1 Ом. Сопротивление проводов рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{дон} = \rho * \frac{l_{np}}{S_{np}}, \quad (61)$$



где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление (для меди 0,018);

$l_{np}$  – длина кабеля, м (в этом случае длина не превышает 120 м);

$S_{np}$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>, (технически сечение медного кабеля не должно быть менее 1,5 мм<sup>2</sup> и примерно составит 2,5 мм<sup>2</sup>).

Следовательно:

$$r_{дон} = 0,018 * \frac{120}{2,5} = 0,864 \text{ Ом},$$

$$S_{2p} = 5,7 + 5^2 * (0,864 + 0,1) = 29,8 \text{ ВА},$$

$$S_{2ном} \geq S_{2p},$$

$$40 > 29,8 \text{ (ВА)}.$$

Аналогично производится проверка и остальных ТТ, результат сведён в таблицу 17

Таблица 17 - Назначение и проверка трансформаторов тока.

Трансформатор тока	Условия Назначения и проверки	Параметры ТТ	Параметры сети
ТФЗМ –110Б – 1У1 600/5	$I_{раб} \leq I_n$ $U_c \leq U_n$ $S_{2ном} \geq S_{2p}$	600 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТВТ – 110 – I – 600/5	$I_{раб} \leq I_n$ $U_c \leq U_n$ $S_{2ном} \geq S_{2p}$	400 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТОЛ – 10 – 1500/5	$I_{раб} \leq I_n$ $U_c \leq U_n$ $S_{2ном} \geq S_{2p}$	1500 А 10 кВ 10 ВА	895 А 10 кВ 8,9 ВА
ТОЛ – 10 – 300/5	$I_{раб} \leq I_n$ $U_c \leq U_n$ $S_{2ном} \geq S_{2p}$	300 А 10 кВ 10 ВА	22 А 10 кВ 8,9 ВА

#### 4.9 Назначение измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения.

						Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

Соответствие классу точности следует проверить сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключённых приборов.

Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки осуществляется по формуле (61).

Проверка по классу точности осуществляется по следующей формуле:

$$S_{2ном} \geq S_{2р} \quad (62)$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2р}$  – расчётная нагрузка подключенная ко вторичной обмотке ТН, ВА.

Для установки на подстанции на 10 кВ принимаем трансформатор НТМИ – 10 – 66 У1 с мощностью вторичной обмотки 120 ВА в классе точности 0,5.

Мощность приборов подключаемых к ТН составляет 2,5 ВА (один Э377).

Произведем проверку ТН.

Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки:

$$U_c \leq U_{ном}$$

$$10 \leq 10 \text{ (кВ)}.$$

Проверка по классу точности:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}$$

$$120 > 2,5 \text{ (ВА)}.$$

## 5 Релейная защита и автоматика

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к

						Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом

чувствительности  $k_{\text{ч}}$ . Для защит, реагирующих на ток КЗ,

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. min}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (63)$$

где  $I_{\text{к. min}}$  - минимальный ток КЗ;

						Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$I_{с.з}$  - наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты);

#### 1) Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается.

### 5.1 Источники оперативного тока

Ток, подающий цепи пульта дистанционного управления коммутационным оборудованием, цепь релейной защиты, автоматика, телемеханика и сигнализация, называется действующим. Следовательно, род рабочего тока определяется РЕ, автоматизацией, приводами используемых переключателей и другими устройствами.

При коротком замыкании и ненормальных режимах работы сети напряжение источника рабочего тока и его мощность должны иметь достаточные значения для надежного отключения и включения соответствующих переключателей и для запуска вспомогательных реле защиты и автоматики. Следует также учитывать тот факт, что существующее оборудование для защиты и управления при постоянном рабочем токе более совершенное, чем одно и то же оборудование с переменным током.

Из-за наличия большого числа распределительных устройств на подстанции следует использовать постоянный рабочий ток.

В качестве источников оперативного тока используются шкафы управления оперативным током (ШУОТ) серии ШУОТ-2403 разработанные и выпускаемые Оренбургским АО «Инвестор».

### 5.2 Защита и автоматика трансформаторов 16 МВА

						Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На трансформаторах 16 МВА предусматриваются следующие устройства защиты и автоматики:

Продольная дифференциальная токовая защита от повреждений внутри бака трансформатора и на выводах, выполненная на реле ДЗТ – 11;

Газовая защита трансформатора и устройства РПН от повреждений внутри кожуха трансформатора и от понижения уровня масла;

- Максимальная токовая защита трансформатора на стороне 110 кВ, с пуском минимального напряжения, действующая на выходные реле защиты трансформатора. Пуск минимального напряжения выполняется от ТН – 10 кВ, установленных на секциях шин 10 кВ;
- Максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения на вводах 10 кВ трансформатора, действующая с первой выдержкой времени на отключение выключателей ввода, со второй – на выходные реле защиты трансформатора;
- Максимальная токовая защита от перегрузки на вводах 10 кВ трансформатора с действием на сигнал;
- Устройство автоматического повторного включения однократного действия на выключателях 10 кВ вводов трансформаторов ;
- Для восстановления питания потребителей 10 кВ при устойчивом КЗ на питающих ВЛ 110 кВ на каждой секции шин 10 кВ ПС 110 кВ «Сосновоборская» предусматривается защита минимального напряжения, включенная на ТН шин 10 кВ и действующая на отключение ввода 10 кВ.

### 5.3 Защита и автоматика секционных выключателей 10 кВ

На секционных выключателях 10 кВ типа ВВ/ТЕ 0 – 20/630 (100, 1600) УХЛ1 в соответствии с заводской схемой ячейки К-63 предусмотрены:

- Максимальная токовая защита от междуфазных КЗ;

						Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Устройство АВР. Пуск АВР осуществляется при отключении выключателя ввода трансформатора от выходных реле защиты трансформатора и от защиты минимального напряжения.

#### 5.4 Защита трансформаторов собственных нужд и трансформаторов дугогасящих катушек

На трансформаторах предусматривается фазная токовая отсечка и максимальная токовая защита от междуфазных КЗ.

На трансформаторах собственных нужд, кроме того, предусматривается защита от замыканий на землю в сети 0,4 кВ с действием на отключение выключателя 10 кВ ТСН.

#### 5.5 Защита и автоматика линий 10 кВ

На каждой линии 10 кВ предусмотрены следующие устройства, расположенные в ячейке распределительного устройства К-63:

- Максимальное ограничение тока;
- защита от перегрузки по току с задержкой по времени;
- автоматическая повторная активация одного действия;
- Предусмотрено подключение к каждой линии группового устройства системы селективного заземления, типа УСС-3М;
- Предполагается отсоединить некоторые из линий 10 кВ от устройства автоматической разгрузки частоты , а затем автоматически включить его снова при восстановлении частоты .

##### 5.5.1 Максимальная токовая защита

						Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Построим схему на реле РТ – 40. По условиям селективности максимальная токовая защита (МТЗ) должна действовать при условии:

$$I_{cз} \geq \frac{k_{отс} * k_з}{k_в} * I_{p.max} , \quad (64)$$

где  $I_{cз}$  – ток срабатывания защиты;

$I_{p.max}$  – максимально возможный ток нагрузки,  $I_{p.max} = 300$  А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности определения токов КЗ и токов срабатывания реле, для защит с реле РТ – 40  $k_{отс} = 1,2$ ;

$k_з$  – коэффициент запуска, учитывающий самозапуск двигателей, для смешанной нагрузки  $k_з = 2$ ;

$k_в$  – коэффициент возврата, для защит с реле РТ – 40  $k_в = 0,8$ .

После Назначения тока срабатывания производится проверка чувствительности защиты. Для основных защит:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.min}}{I_{cз}} > 1,5 . \quad (65)$$

где  $I_{к.min}$  – минимальный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка, взят из «схемы развития электрических сетей 10 кВ Г.»  $I_{к}^3 = 444$ А.

Далее определяется ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = k_{сх} * \frac{I_{cз}}{n_{тт}} , \quad (66)$$

где  $n_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{сх}$  – коэффициент схемы, характеризующий схему включения реле.

Проводим Назначение тока срабатывания МТЗ на одной из отходящих от ПС линий. Примем, что линии идут к ТП 400 кВА:

						Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{p.\max} = \frac{400}{\sqrt{3} * 10,5} = 22(A),$$

$$I_{cз} \geq \frac{1,2 * 2}{0,8} * 22 = 66(A),$$

Принимаем ток уставки  $I_{cз} = 70$  А. Выдержка времени защиты  $t_e = 1$  с.

Расчетное двухфазное КЗ на шинах 0,4 кВ ТП:

$$I_{к.\min}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{к}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} * 444 = 385(A),$$

$$k_{ч} = \frac{385}{70} = 5,5 > 1,5,$$

Т.е. защита по чувствительности нас удовлетворяет.

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = 1 * \frac{70}{60} = 1,17(A).$$

Выбираем к установке реле РТ – 40 / 2.

### 5.5.2 Максимальная токовая отсечка

Токовая отсечка (ТО) представляет собой разновидность МТЗ, обеспечивающей быстрое отключение поврежденного участка. Селективность ТО достигается за счет ограничения зоны их действия. Для этого ток срабатывания отсечки  $I_{co}$  выбирается больше максимально возможного тока КЗ в начале смежного участка электрической сети ( $I_{к.\max}$ ):

$$I_{co} = k_n * I_{к.\max}. \quad (67)$$

Это является основным условием назначения тока срабатывания отсечки.

						Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Здесь  $k_n$  – коэффициент надежности, учитывающий погрешности определения токов КЗ и токов срабатывания реле, для защит с реле РТ – 40  $k_n = 1,2$ ;

Чувствительность отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{co}}} > 2, \quad (68)$$

где  $I_{\text{к.мин}}$  – минимальный ток КЗ в начале защищаемого участка.

Построим схему на реле РТ – 40.

$$I_{\text{co}} = 1,2 * 444 = 533 \text{ (A)},$$

Принимаем ток уставки  $I_{\text{co}} = 540 \text{ A}$ .

В качестве расчетного примем двухфазное КЗ на шинах 10 кВ ПС «Сосновоборская»:

$$I_{\text{к.мин}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{\text{к.мин}}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} * 1450 = 1256 \text{ (A)},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1256}{533} = 2,35 > 2 /$$

Т.е. защита по чувствительности нас удовлетворяет.

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = 1 * \frac{540}{60} = 9 \text{ (A)}.$$

Выбираем к установке реле РТ – 40 / 20.

### 5.5.3 Автоматическое повторное включение

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Эффективной мерой повышения надежности питания потребителей является автоматическая повторная активация элементов питания, которые ранее были отключены релейной защитой.

Практика работы силовых систем показала, что значительное количество коротких замыканий в воздушных и кабельных электрических сетях имеет нестабильный характер. Когда напряжение удаляется из поврежденного контура, электрическая прочность изоляции на месте повреждения быстро восстанавливается, и схема может быть вновь введена в работу [7].

АПВ-устройства работают в едином корпусе с релейной защитой. Когда происходит короткое замыкание, реле защищает эту линию и отключает соответствующий переключатель. Через некоторое время устройство т АПО снова включит линию. Если короткое замыкание саморазрушится, то включение линии будет успешным, и оно останется в работе. Если короткое замыкание стабильно, то после включения автоматического выключателя линия снова отключается релейной защитой и остается в отключенном состоянии до тех пор, пока ремонтный персонал не устранит повреждение.

Действие устройств АПВ и АВР необходимо согласовать следующим образом. При коротком замыкании на одной из линий поврежденная линия отключается релейной защитой. Устройства автоматики должны попытаться восстановить электроснабжение потребителей от своего источника питания путём АПВ. В случае успешного АВР электроснабжение потребителей восстанавливается и АВР не требуется. Если же АПВ неуспешно, то должно сработать устройство АВР и подключить потребители к резервному источнику питания. Следовательно, выдержка времени у АПВ должна быть меньше, чем у АВР. Примем  $t_{АПВ}=1с$ .

						Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 5.5.4 Защита от замыканий на землю

Однофазные замыкания на землю происходят в сетях с изолированной нейтралью (6-35 кВ) и составляют 70-80% от всех ошибок линии. Токи повреждения не превышают 20-30 А, поэтому замыкания на землю не являются короткими замыканиями. Согласно ПУЭ, этот режим разрешен на 2 часа, чтобы идентифицировать поврежденный элемент и передать потребителей другому источнику питания.

Устройство для избирательной сигнализации замыкания на землю выполняется с использованием трансформаторов остаточного тока. Магнитная цепь такого трансформатора тока охватывает три фазы защищенной сети, а к обмотке подключено реле РТ-40 / 0.2 тока. Токи срабатывания защиты рассчитываются после уточнения значений емкостных токов защищаемых линий.

#### 5.5.5 Автоматическая частотная разгрузка

Согласно ГОСТ - 13109 - 87, отклонение частоты в нормальном режиме не должно превышать  $\pm 0,1$  Гц. Допустимо кратковременное отклонение частоты не более  $\pm 0,2$  Гц.

Если в энергосистеме имеется дефицит активной мощности, может произойти чрезмерное уменьшение частоты тока, что угрожает нарушить статическую стабильность системы. Недостаток мощности может привести к лавинообразному падению не только частоты, но и напряжения.

В таких случаях для восстановления нормального режима работы автоматически отключают часть наименее ответственных потребителей с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР). АЧР

						Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

должна быть выполнена таким образом, чтобы не допустить даже кратковременного снижения частоты меньше 45 Гц. Работа энергосистемы с частотой менее 47 Гц допускается в течение 20 с, а с частотой 48,5 Гц – 60 с.

АЧР предусматривает отключение потребителей небольшими долями по мере снижения частоты (АЧР I) или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты (АЧР II). Наиболее эффективной является АЧР I.

В настоящее время выпускается аналого–цифровое измерительное реле частоты типа РСГ – 11, которое срабатывает при снижении частоты и применяется в схемах АЧР.

При повышении частоты до нормального значения в целях сокращения перерыва в электроснабжении потребителей, отключенных АЧР, применяют для них автоматическое повторное включение (частотное АПВ – ЧАПВ).

Действие АЧР должно быть согласовано с работой устройств АПВ и АВР.

## 5.6 Классификация сельскохозяйственных потребителей по надёжности электроснабжения

### Потребители первой категории

#### 1. Животноводческие комплексы и фермы:

- по производству молока на 400 и более коров;
- по выращиванию и откорму молодняка КРС на 5 тыс. и более ГОЛОВ в ГОД;
- по выращиванию нетелей на 3 тыс. и более ското-мест;
- площадки по откорму КРС 5 тыс. и более голов в год;
- комплексы по выращиванию и откорму 12 тыс. и более свиней в ГОД.

						Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. Птицефабрики:

- по производству яиц с содержанием 100 тыс. и более кур-несушек;
- мясного направления по выращиванию 1 млн и более бройлеров в год;
- хозяйства по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. и более голов, а также гусей, уток и индеек 10 тыс. и более голов.

### Потребители второй категории

1.животноводческие и птицеводческие фермы с меньшей производственной мощностью, чем указано ранее для потребителей первой категории;

2. тепличные комбинаты и рассадные комплексы;

3. кормоприготовительные заводы и отдельные цеха при механизированном приготовлении и раздаче кормов;

4.картофелехранилища вместимостью более 500 т с холодоснабжением и активной вентиляцией;

5.холодильники для хранения фруктов вместимостью более 600 т;

6.инкубационные цеха рыбоводческих хозяйств и ферм.

Перечень электроприемников второй категории, не допускающих перерыва в электроснабжении более 0,5 ч

### 1.Комплексы и фермы молочного направления

Системы: доения коров в стойлах и в доильных залах, рабочего освещения в доильных залах, промывки молокопроводов и подогрева воды, локального обогрева телят, облучения телят, дежурного освещения в родильном отделении.

### 2.Свиноводческие комплексы и фермы

Отопительно-вентиляционные системы в свинарниках-откормочниках и свинарниках для поросят-отъемышей.

### 3.Птицефермы

						Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Системы: поения птицы, локального обогрева цыплят в первые 20 дней, вентиляции в птичниках с напольным и клеточным содержанием, инкубации яиц и вывода цыплят, сортировки яиц и цыплят, транспортировки, обрезки клювов и освещения инкубатория, цеха уоя, санитарно-убойного пункта, котельных, в том числе мазутного хозяйства, насосной оборотного водоснабжения котельной и птицебойни, станции перекачки конденсата, градирни, хлоратор- ной станции обезжелезивания, канализационной насосной станции, насосной 1-го и 2-го подъемов.

### 3. Для всех предприятий

Установки для тушения пожаров, котельные с котлами высокого и среднего давления.

Нормы надёжности для потребителей I категории. Перерыв в электроснабжении этих электроприемников допустим только на время автоматического восстановления питания.

Для потребителей II категории допустимая частота отказов за год  $\omega_{II}$  разная в зависимости от групп электроприемников, различающихся по допустимой продолжительности перерывов  $\tau$ :

Таблица 18 –Частота отказов

$\tau$ , ч	$\omega_{II}$	Нагрузка, кВт*А
$\tau \leq 0,5$	2,5	Любая
$\tau \leq 4$	2,3	<<
$4 \leq \tau \leq 10$	0,1	Более 120
$4 \leq \tau \leq 10$	0,2	120

Для электроприемников III категории  $\omega_{III} (\tau \leq 24 \text{ ч}) = 3$  отказа в год.

### 5.6.1 Средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения.

Они могут быть различные. Это связано, с одной стороны, с получением экономического эффекта, в первую очередь за счет уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении, с другой стороны — с дополнительными затратами на сами средства. Поэтому повышение надежности электроснабжения наиболее целесообразно до определенного оптимального уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих составляющих.

Средства и меры по повышению надежности электроснабжения подразделяются на две группы - организационные, технические и технические.

Меньшеприводятся организационные и технические меры.

1. Повышение требований к обслуживающему персоналу, включая повышение требований к производственной дисциплине и квалификации персонала.

2. Рациональная организация текущего и капитального ремонта и профилактических испытаний, в том числе по совершенствованию плановых ремонтных и профилактических работ, механизации ремонтных работ, ремонту живых линий.

Что касается ремонта живых линий, можно отметить следующее. В сельских электрических сетях он практически не использовался раньше. В то же время в сетях других применений, включая напряжение выше 110 кВ, используется этот тип ремонта и обеспечивает значительное сокращение перебоев в электроснабжении.

3. Рациональная организация поиска и устранения ущерба, в том числе путем улучшения поиска ущерба и использования специального оборудования; Специализированный автотранспорт; Диспетчеризация,

						Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

телемеханизация, радиосвязь и т. Д.; Механизация работ по восстановлению линий.

4. Предоставление аварийных запасов материалов и оборудования. Необходимо стремиться к оптимальному объему этих запасов, поскольку избыточные запасы связаны с некрозом капитальных вложений, а их нехватка может привести к длительным восстановительным работам.

Следующие подразделяются на оборудование и меры по повышению надежности электроснабжения.

1. Повышение надежности отдельных элементов сети, включая опоры, провода, изоляторы, различное оборудование линий и подстанций.

2. Сокращение диапазона электрических сетей. Воздушные электрические линии являются наиболее поврежденными элементами сельской системы электроснабжения. Количество поражений увеличивается примерно пропорционально длине линий.

В последние годы в системе сельского электроснабжения была проведена значительная работа по развязыванию трансформаторных подстанций и сокращению диапазона сетей, которые в ближайшем будущем должны быть повсеместно сокращены до 15 км, а затем до примерно 7 км , Как принято во многих зарубежных странах.

### 3. Использование подземных кабельных сетей.

Значительные преимущества над воздушными линиями имеют подземный кабель. Они короче воздуха, так как их не нужно укладывать вдоль полей полей севооборота, но они могут проводиться как можно короче. В то же время препятствия для сельскохозяйственного производства полностью устранены. Основным преимуществом кабельных линий является их высокая надежность в эксплуатации. Неудача линий со льда и сильных ветров полностью устранена, значительно уменьшены аварийные ситуации с атмосферными перенапряжениями. Количество аварийных отключений

										Лист
										80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



сокращено на 8 ... 10 раз. Тем не менее, продолжительность ликвидации аварий на кабельных линиях при текущем уровне эксплуатации примерно в 3 раза больше, поскольку для открытия траншеи требуется найти место повреждения, а для раскопок требуется работа по раскопкам. Но с помощью специальных устройств вы можете ускорить поиск повреждений.

Особенно важно, что капитальные вложения в кабельные линии при укладке операторами кабельной проводки практически одинаковы по современным ценам на кабели.

Благодаря вышеуказанным преимуществам кабельные линии 10 кВ признаны очень перспективными для развития сельских электрических сетей.

4. Использование самонесущих изолированных проводов в воздушных линиях с напряжением 0,38, 10 кВ, надежность которых значительно выше, чем неизолированные.

#### 5. Сетевые и местные оговорки.

Сельские электрические сети работают в основном в открытом режиме, т. Е. Обеспечивают однонаправленную мощность для потребителей. Используя этот режим, можно уменьшить значение токов короткого замыкания, потери мощности непосредственно в сетях; Легче поддерживать требуемые уровни напряжения на подстанциях и т. Д. Однако надежность электропитания потребителей ниже, чем для замкнутого режима, зачитдля двухстороннего питания потребителей. В качестве источника резервного копирования может использоваться линия электропередачи от другой подстанции (или от другого участка шины двухтрансформаторной подстанции). Такое резервирование называется резервированием сети. Тем не менее, особенно в районах с увеличенными ледово-ветровыми нагрузками, можно повредить обе линии и отключить питание. Больше не зависимым вторым источником является резервная электростанция (локальная резервная копия). В сельской системе электроснабжения, для наиболее ответственных потребителей, во время основной аварии, игра чаще

						Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

всего используется в качестве резервного; Зеленые электростанции малой мощности.

6. Автоматизация сельских электрических сетей, включая усовершенствование релейной защиты, использование автоматического АПВ (АПВ), автоматическое включение резерва (АВР), автоматическое разбиение на разделы, устройства для автоматизации поиска повреждений, автоматический мониторинг аномальных и аварийных ситуаций Режимы, телемеханика.

В Российском объединении Сельэнергопроект (ОАО «РОСЭП») разработаны Методические рекомендации по обеспечению нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Зная нормированную частоту отказов, можно определить допустимое время отключенного состояния потребителей II категории надежности - это от 0,15 до 9,2 ч/год.

Меньшеприведена оценка годового времени перерыва электроснабжения потребителей для существующих схем электроснабжения.

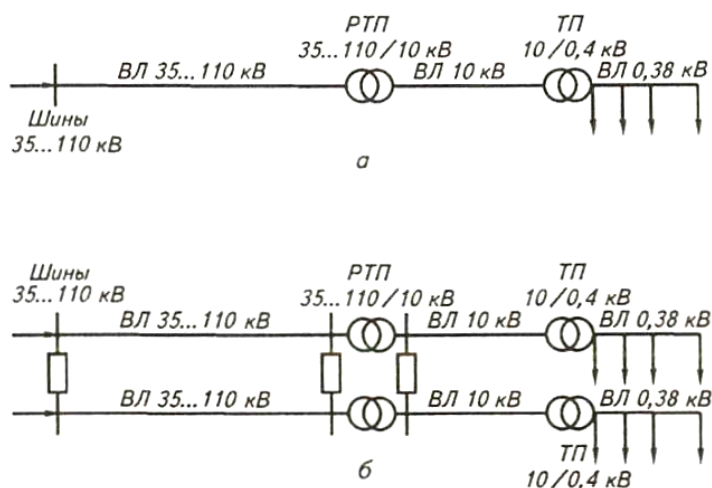


Рисунок 6- схемы электроснабжения:

а - с одной ВЛ 35... 110 кВ и одним трансформатором на РТП; б - с двумя ВЛ 35... 110 кВ и двумя трансформаторами на РТП

Рассматриваются два варианта схемы: схема а - один трансформатор на подстанции 35... 110/10 кВ и одна линия 35 или 110кВ; схема б - два трансформатора на подстанции 35... 110/10 кВ и две линии 35...110кВ.

Недоотпуск электроэнергии из-за отказов и плановых отключений при последовательном соединении элементов системы электроснабжения:

$$W_{нед} = \sum S \cos \varphi \left( \sum_{i=1}^n \omega_i \tau_i + \gamma \sum_{i=1}^n \mu_i t_{ин} \right)$$

Время перерыва в год из-за аварийных и плановых отключений для системы электроснабжения 110/10/0,38 кВ с одной линией 110 кВ и одним трансформатором 110/10 кВ (последовательное соединение элементов СЭС)

$$\begin{aligned} T_{г.п} &= \sum_{i=1}^n \omega_i \tau_i + \gamma \sum_{i=1}^n \mu_i t_{ин} = \\ &= (\omega_{ВЛ 110} L_{ВЛ 110} \tau_{ВЛ 110} / 100 + \omega_{110/10} \tau_{110/10} + \omega_{ВЛ 10} L_{ВЛ 10} / 100) + \\ &+ (\omega_{10/0,4} \tau_{10/0,4} + \omega_{ВЛ 0,38} L_{ВЛ 0,38} / 100) + \gamma (\mu t_{пВЛ/110} L_{ВЛ 110} / 100 + \\ &+ \mu t_{п110/10} + \mu t_{ВЛ 10} L_{ВЛ 10} / 100 + \mu t_{п10/0,4} + \mu t_{пВЛ 0,38} L_{ВЛ 0,38} / 100). \end{aligned}$$

При параллельном соединении части элементов системы электроснабжения

$$\begin{aligned} W_{нед} &= \sum S_k \cos \varphi \left\{ \left[ \sum_{i=1}^n (\omega_{m1} \omega_{m2}) \tau_i + \gamma \sum_{i=1}^n (\mu_{m1} \mu_{m2}) t_{ин} \right] + \right. \\ &\left. + \left( \sum \omega_i \tau_i + \gamma \sum_{i=1}^n \mu_i t_{ин} \right) \right\}, \end{aligned}$$

где  $\omega_i, \omega_{m1}, \omega_{m2}$  – частота аварийного отключений элементов схему [для линий – (км\*год)<sup>-1</sup>, для трансформаторов – год<sup>-1</sup>];  $\tau_i$  – продолжительность одного отказа, ч;  $\gamma$  - коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений,  $\gamma = 0,33$ ;  $\mu t_n$  - время перерыва электроснабжения за год из-за планового отключения, ч.

Данные о частоте отказов, их продолжительности и причинах отказов собирают на предприятиях электрических сетей, а затем компонуют,

										Лист
										83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

анализируют и получают среднестатистические данные по областям, регионам и стране общем.

В таблице 19 даны сведения о показателях надежности для центральных районов России.

Таблица 19 -Среднестатистические показатели надежности элементов схем электроснабжения центральных районов России

Элементы схемы	$\omega$ , год <sup>-1</sup>	$\tau$ , ч	$\mu t_n$ , ч/год
ВЛ 110кВ (на 100 км)	1...2	10...12	40...60
ВЛ 35кВ (на 100 км)	2...4	8...10	40...50
РТП 100/10 кВ (два трансформатора)	0,1...0,2	4,5...8	25...30
РТП 35/10 кВ (два трансформатора)	0,15...0,25	4,5...8	20...25
ВЛ 10 кВ (на 100км)	12...15	4...6	10...20
ТП10/0,4 кВ (два трансформатора)	0,1...0,23	5	5...10
ТП10/0,4 кВ (один трансформатора)	0,4...0,5	4...4,5	5...7

По официальным сведениям время перерыва электроснабжения за год в России составляет 70... 100 ч.

В таблице 20 приведены результаты расчетов времени перерыва в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей, питающихся по системе электроснабжения 110/10/0,38 и 35/10/0,38 кВ, рассчитанные по среднестатистическим данным показателей надежности.

Возможен расчет времени перерыва электроснабжения в год по методике ОАО «РОСЭП», в соответствии с которой

$$T = T_{пл} + T_{РТП} + T_{ВЛ 10} + T_{ТП} + T_{ВЛ 0,38}$$

где  $T_{пл}$ ,  $T_{ВЛ10}$ ,  $T_{ВЛ0,38}$  время перерыва из-за отказов и плановых отключений из-за питающей, распределительной ВЛ35...110/10/0,38 кВ;  $T_{РТП}$ ,  $T_{ТП}$  - время перерыва из-за отключений районных трансформаторных подстанций 35...110/ 10 кВ и 10/0,4 кВ

Расчет проводят по удельной продолжительности отключений, полученных специально для сельских сетей.

Удельная продолжительность отключений для разных элементов системы электроснабжения, по данным ОАО «РОСЭП», приведена в таблице

Таблица 20- Продолжительность аварийных и плановых отключений

Элемент сети	Удельная продолжительность отключений		
	Условное обозначение	Единица	Значение
Питающая линия:	$\alpha_{П.Л}$	ч/(км·год)	
одноцепная 110 кВ			0,4
двухцепная 110 кВ			0,16
одноцепная 35 кВ			0,7
двухцепная 35 кВ			0,28
Распределная:			
ВЛ 10(6) кВ	$\alpha_{р.л}$	ч/(км·год)	0,9
ВЛ 0,38 кВ	$\alpha_{Н.С}$	ч/(км·год)	1,3
Районная подстанция 35...110/10(6) кВ	$T_{РТП}$	ч/год	
однотрансформаторная			12
двухтрансформаторная			0
Потребительская подстанция	$T_{ТП}$	ч/год	12

Расчет времени перерыва в электроснабжении потребителей для двух ранее рассмотренных схем на основе методики ОАО «РОСЭП» приведен в таблице 21.

Таблица 21 -Время перерыва электроснабжения потребителей за год систем электроснабжения 110/10 и 35/10кВ(параметры ВЛ:  $L_{ВЛ110} = 50$  км,  $L_{ВЛ35} = 40$  км,  $L_{ВЛ10} = 30$  км,  $L_{ВЛ10,38} = 0,5$  км)

схемы электроснабжения	$T_{П.Л}$ , ч	$T_{РТП}$ , ч	$T_{р.л}$ , ч	$T_{ТП}$ , ч	$T_{ВЛ}$ 0,38, ч	Итого $T_{потреб}$ , ч
110/10/0.38 кВ (одна ВЛ 110 кВ, один трансформатор 110/10 кВ)	20	12	27	2,7	2,15	64
110/10/0.38 кВ (две ВЛ 110 кВ, два трансформатор 110/10 кВ)	8	0	27	2,7	2,15	40
35/10/0.38 кВ (одна ВЛ 35)	28	12	27	2,7	2,15	72

кВ, один трансформатор 35/10 кВ)						
35/10/0.38 кВ (две ВЛ 35 кВ, два трансформатор 35/10 кВ)	11,2	0	27	2,7	2,15	43

*Примечание.*  $T_{П.Л} = \alpha_{П.Л} L_{П.Л}$ ;  $T_{р.л} = \alpha_{р.л} L_{р.л}$ ;  $T_{ВЛ 0,38} = \alpha_{ВЛ 0,38} L_{ВЛ 0,38}$ ;

Из анализа результатов расчета надежности систем электроснабжения сельских потребителей, проведенного по различным методикам следует, что разные схемы электроснабжения, в том числе с двумя питающими линиями и трансформаторами 35... 110/10 кВ, не обеспечивают нормируемого ОАО «РОСЭП» уровня надежности для потребителей II категории.

Самый ненадежный элемент - воздушные линии 10 кВ, поэтому для них применяют специальные средства повышения надежности, такие, как секционирующие выключатели (более современные — реклоузеры), которые делят ВЛ 10 кВ на секции, линейные разъединители, позволяющие ограничивать место повреждения после отключения выключателя, приборы поиска и обнаружения повреждения в сетях 10 кВ.

Нормы надежности удастся непосредственно обеспечить, применяя все средства и мероприятия в комплексе.

На подстанциях, питающих ответственных потребителей I и II категорий, устанавливают два трансформатора.

Электроснабжение резервируют с помощью пунктов АВР по линиям 10 кВ от соседних подстанций или от другой секции шин данной районной трансформаторной подстанции. Желательно, чтобы кроме сетевого резерва имелась резервная дизельная электростанция для этих потребителей.

Для назначения чисел секционирующих пунктов и устройств автоматического включения резервного питания (АВР) служат номограммы. По оси абсцисс откладывают суммарную длину воздушной линии (ВЛ) 10 кВ,  $l_{\Sigma}$ , км, а по оси ординат - суммарную активную мощность ВЛ 10 кВ,  $P_{\Sigma}$ , кВт

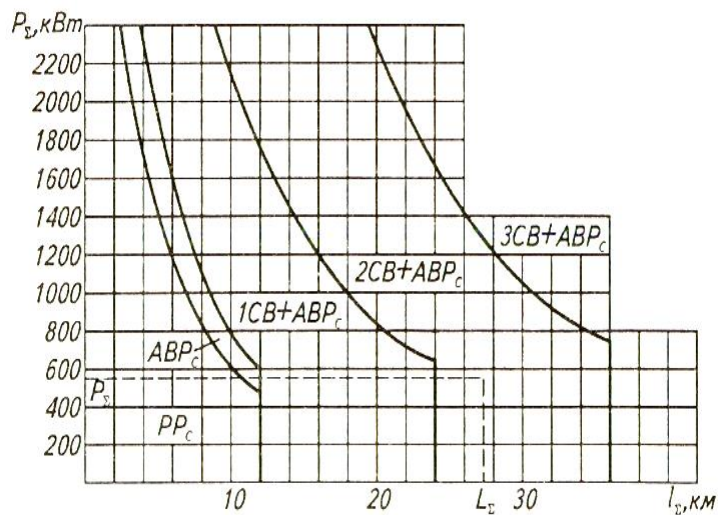


Рисунок 7 - Номограмма (график) для определения числа устройств автоматического секционирования и резервирования в линии 10кВ, отходящих от двухтрансформаторной РТП с двух сторонним питанием

Место установки секционирующего выключателя (СВ) выбирают между точками, одна из которых делит линию на равные части по длине, а вторая — на равные части по нагрузке.

На всех линиях 10 кВ устанавливают линейные разъединители на магистрали через каждые 3,5 км (включая ответвления), а на отпайках — при длине более 2,5 км. Возле каждого линейного разъединителя следует устанавливать указатели короткого замыкания (УКЗ) для определения направления поиска. Каждая линия 10 кВ должна быть оснащена устройством автоматического повторного включения (АПВ) двукратного действия на головном и секционирующем выключателях, устройством для дистанционного измерения расстояния до места короткого замыкания, телесигнализацией положения головного участка, секционирующего выключателя и выключателей пункта АВР.

схемы сетей 10 кВ нужно строить по магистральному принципу: к магистралям, по которым осуществляют взаимное резервирование линий, кроме ТП обычного типа присоединяют опорные трансформаторные подстанции

10/0,38 кВ (ОТП). Они представляют собой ТП 10/0,38 кВ, как правило, в закрытом исполнении, сразвитым РУ 10 кВ, предназначенным для присоединения радиальных линий 10 кВ, автоматического секционирования и резервирования магистрали, размещения устройств автоматики и телемеханики. ОТП устанавливают у потребителей I категории или на хозяйственных дворах центральных усадеб хозяйств, если на линии требуется установка секционирующего выключателя.

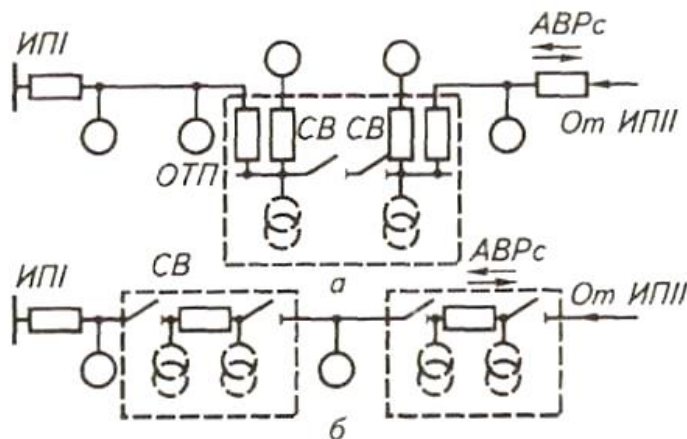


Рисунок 8 -схемы присоединения ТП напряжением 10/0,38 кВ, питающих потребителей I категории:

*а* и *б* - возможные варианты; *ИП* - источник питания (35... 110/10 кВ); *СВ* - секционирующий выключатель; *АВРС* - сетевое АВР; *ОТП* - опорная ТП

На рисунке *а* приведена одна из возможных схем ОТП, а на рисунке *б* - вариант схемы присоединения ТП 10/0,38 кВ, питающих потребителей I категории. В узлах сети, где будут сооружаться подстанции 35... 110/10 кВ, можно устанавливать распределительные пункты 10 кВ. Взаимно резервирующие линии должны иметь по возможности 10 кВ, а если имеются потребители I категории без местного резервирования, то обязательно - сетевой резерв от независимого источника питания и оснащаться секционирующими аппаратами - выключателями и разъединителями. Магистральную часть этих вновь сооружаемых или



реконструируемых линий рекомендуется выполнять сталеалюминевым проводом одного сечения не менее 70 мм<sup>2</sup>. Линию 10 кВ, как правило, обеспечивают только одним сетевым резервом от независимого источника питания. ТП 10/0,38 кВ, присоединенные к магистрали ответвлениями, следует по возможности переводить на питание от шин 10 кВ ОТП (РП).

На трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,38 кВ в большинстве случаев устанавливают трансформаторы мощностью 25...630 кВ\*А. При наличии потребителей I категории предусматривают двухтрансформаторные ТП. Их целесообразно присоединять к линии 10 кВ по схеме «заход - выход» (см. рис. выше). Для электроснабжения потребителей II категории с расчетной нагрузкой 120 кВт и более применяют схему с двухсторонним питанием ТП 10/0,38 кВ

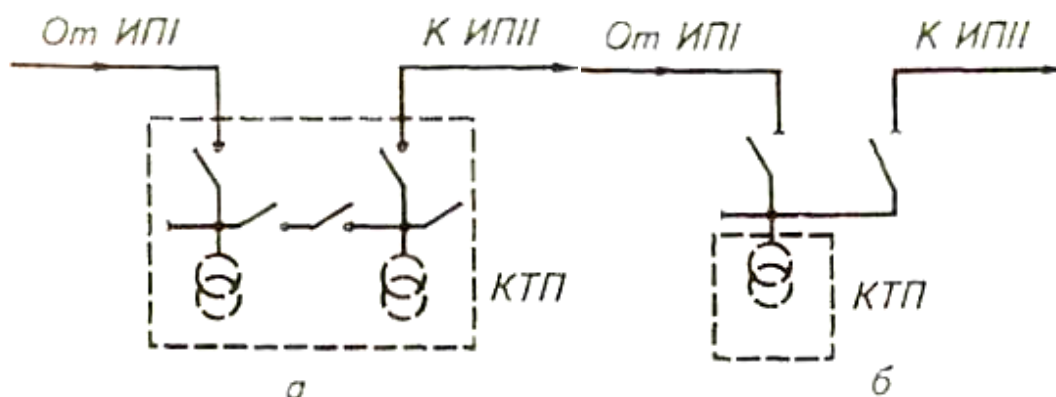


Рисунок 9 -Схемы присоединения ТП 10/0,38 кВ с расчетной нагрузкой 120 кВт и более, питающих потребителей II категории:

*а* и *б*— возможные варианты

Допускается присоединять ТП с нагрузкой меньше 120 кВт к линии 10 кВ ответвлением, если длина не- резервируемого участка линии 10 кВ (повреждение которого приводит к перерыву в электроснабжении на время ремонта линии) не более 0,5 км. Для питания потребителей II категории с

нагрузкой 250 кВт и более следует применять двухтрансформаторные ТП 10/0,38 кВ. При меньшей нагрузке применяют, как правило, однострансформаторные подстанции.

ТП 10/0,38 кВ нужно проектировать с применением комплектных трансформаторных подстанций (КТП) заводского изготовления наружной установки.

Более надежные, но дорогие ТП закрытого типа рекомендуется применять в следующих случаях: для электроснабжения потребителей I категории при суммарной мощности трансформаторов 250 кВ\*А и более; со сложными схемами распределительных устройств, к которым присоединяется более двух линий 10 кВ; в условиях стесненной застройки поселков городского типа, центральных усадеб хозяйств; в районах с холодным климатом ( $t < -40$  °С) или с загрязненной атмосферой (III степеней и более), или со значительным снежным покровом (более 2 м).

Трансформаторы 10/0,4 кВ применяют с переключением ответвлений без возбуждения. При соответствующем обосновании и наличии оборудования можно применять трансформаторы с РПН на крупных животноводческих комплексах.

Наиболее часто применяют ТП 10/0,38 кВ с воздушными вводами 10 кВ. В отдельных случаях мелкие нагрузки могут питаться от однофазных трансформаторов мощностью 5 и 10 кВ • А, присоединяемых к двухпроводным ответвлениям от линий 10 кВ.

Мощность трансформаторов на однострансформаторных подстанциях выбирают по экономическим интервалам нагрузки при работе в нормальном режиме с учетом допустимых систематических перегрузок. При возможных дополнительных нагрузках в послеаварийном режиме выбранный трансформатор следует проверить на нагрузочную способность при этих условиях так же, как при наличии короткозамкнутых асинхронных электродвигателей соизмеримой мощности - на условия их пуска.

						Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При Назначение мощности трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях учитывают условия их работы в нормальном и аварийных режимах.

ТП 10/0,38 кВ, от которых обычно отходят по три-четыре линии, располагают в «центре тяжести» нагрузок или при наличии более крупных потребителей - вблизи них.

Схемы электрических сетей 0,38 кВ основывают на использовании радиальных нерезервируемых линий напряжением 0,38/0,22 кВ, отходящих от ТП 10/0,38 кВ. Линии в большинстве случаев выполняют четырехпроводными, с глухозаземленной нейтралью. При этом однофазные электроприемники на напряжение 220 В включают между фазным и нулевым проводами. При установке однофазных трансформаторов можно использовать трехпроводные линии напряжением 2 х 220 В с одним нейтральным проводом.

Электроснабжение электроприемников I категории должно осуществляться по двум отдельным линиям 0,38 кВ, подключенным к независимым источникам питания. Выбранные по экономической плотности тока (по эквивалентному току магистрали линии) провода и кабели линий 0,38 кВ должны быть проверены: на допустимые потери напряжения в сети, допустимые длительные токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийных режимах (в основном для изолированных проводов и кабелей), обеспечение надежного срабатывания устройств защиты (предохранителей, автоматических выключателей), пуск асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором.

Проводимость нулевого провода линий 0,38 кВ, питающих преимущественно (более 50% по мощности) однофазные электроприемники, а также животноводческие и птицеводческие фермы, должна быть не менее проводимости фазного провода.

Средства повышения надежности (СПН) выбирают в соответствии с рекомендациями ОАО «РОСЭП».

						Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Число и места установки СПН в сетях 10 кВ выбирают следующим образом.

В первую очередь рассматривают СПН для потребителей I категории. Местное резервирование их целесообразно при условии

$$l_{рез} < l_{вых} + 0,5 \text{ км,}$$

где  $l_{рез}$  — длина резервной линии 10 кВ, которую необходимо соорудить для местного резерва, км;  $l_{вых}$  — длина магистрального участка линии 10 кВ, который необходимо соорудить для осуществления схемы питания ОТП, км

При условии  $l_{рез} < l_{вых} + 0,5$  км следует принять схему с ОТП и пунктом сетевого АВР на линии 10 кВ

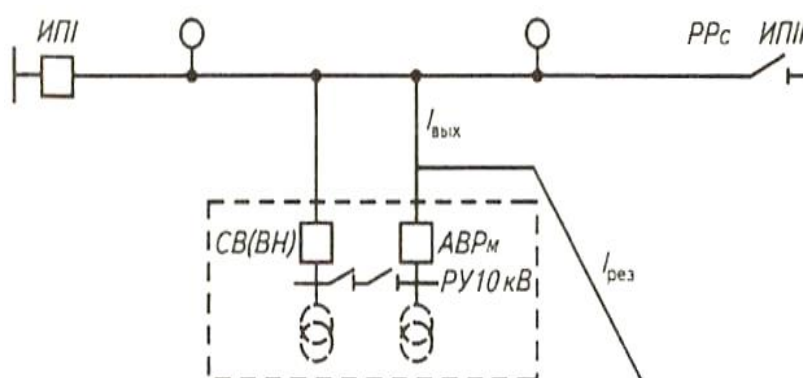


Рисунок 10 - Назначение способа резервирования потребителей I категории (вариант местного резервирования):

$РРС$  — линейный разъединитель;  $АВР М$  — местное АВР;  $СВ$  — секционирующий выключатель;  $ВН$  — выключатель нагрузки

Назначение числа и мест установки автоматических коммутационных аппаратов (АКА), обеспечивающих нормативы надежности электроснабжения потребителей II и III категорий, зависит от схемы подстанции 35... 110/10 кВ (одно- или двухтрансформаторная, с одно- или двухсторонним питанием), суммарной длины  $l/2$  и расчетной нагрузки

$PL$  линии 10кВ. При этом максимальная длина участка линии, включая ответвления, к которому присоединены эти потребители, ограниченная АКА, не должна превышать 12 км. Число АКА выбирают по номограммам, одна из которых приведена на монограмме.

Откладывая на графике точку с координатами  $P_{\Sigma}$  и  $L_{\Sigma}$ , находят целесообразный набор секционирующих выключателей  $CB$  автоматического  $ABPC$  или ручного с помощью разъединителя  $PPC$  сетевого резервирования. Номограмма предназначена для случая) когда к линии присоединен потребитель I категории с местным резервированием (при этом его нагрузку при определении  $PL$  не учитывают) или только потребители II и III категорий. Примерное место размещения устройства автоматического секционирования выбирают между точками, одна из которых делит линию (участки линии) на равные части по суммарной длине, а вторая - на равные части по нагрузке.

Во всех случаях линейные разъединители 10 кВ устанавливают на магистрали для ограничения длины участка линии по 3,5 км, включая ответвления, и на ответвлении при его длине более 2,5 км. Возле каждого линейного разъединителя следует устанавливать

указатели короткого замыкания (УКЗ). Каждая линия' 10 кВ должна быть оснащена: устройством двукратного АПВ (2АПВ) на головном и секционирующих выключателях, устройством для дистанционного измерения расстояния до места к. з. (ДИ) на выключателе ввода 10 кВ подстанции 35...110/10 кВ, телесигнализацией (ТС) положения головного выключателя линий 10 кВ и наличия замыкания на землю в сети 10 кВ, а также телесигнализацией положения  $CB$  и выключателей пункта  $ABPC$  при ее экономической эффективности.

СПН на линии 10 кВ, обеспечивающий нормативы надежности электроснабжения, приведенный в рассматриваемых методических указаниях. Линия питается от двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ, имеющей двухстороннее питание. Линия резервируется от соседней

									Лист
									93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

подстанции. Суммарная длина линии  $l_{\Sigma} = 37,2$  км. К ней присоединены: комплекс по производству молока на 800 коров (ОТП6) — потребитель I категории; свиноварные фермы (ТП-36)- потребители II категории с расчетными нагрузками 205 и 186 кВт; потребители III категории (ТП-27, 28, 29, 31, 32, 33, 35 37 и 38)с нагрузками соответственно 128, 114, 112, 237, 216, 198, 173,162, 184 кВт.В первую очередь выбирают способ резервирования потребителя I категории. Так как условие  $l_{рез} < l_{вых} + 0,5$  кмвыполняется ( $l_{рез} = 4,5$  км,  $l_{вых} = 5$  км), то целесообразноместное резервирование. По графикам монограмме (см. выше),

предназначенным для рассматриваемой схемы питанияподстанции 100/10 кВ, при  $P_{х} - 1223$  кВт (без учета нагрузок ОТП-34) и  $l_{\Sigma} = 37,2$  км находят, что необходимо установить пунктЛВРС (ПАВР) и трипункта автоматического секционирования (ПАС). С учетомприведенных рекомендаций выбирают места установки ПАС1 (между точкамиА и Б), ПАС2 (между точкамиБ и С),ПАС3 (между точкамиС и Д)рассматривают линейные разъединители и УКЗ (на магистралипредполагаютустановку модернизированных УКЗ, отстроенных от действия АВР),а такжеоснащают линию другимиустройствами автоматизации.

## 6 Учет электроэнергии

Для автоматизации, контроля и учёта электроэнергии и мощности с учётом сложившейся системы и необходимостью дальнейшего её развития на ПС 110/10 кВ «Сосновоборская» рекомендуются к установке интеллектуальные счётчики АЛЬФА и установка для передачи информации мультиплексор-расширителя производства “АББ ВЭИ Метроника”.

Счётчик АЛЬФА предназначен для учёта активной и реактивной энергий в цепях переменного тока, а также для использования в составе автоматизированных систем контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ)

						Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учёту и распределению электрической энергии.

Принцип измерения счётчика АЛЬФА заключается в аналого-цифровом преобразовании величин напряжения и тока с последующим вычислением энергий и мощностей. Счётчик АЛЬФА состоит из измерительных датчиков напряжения и тока, основной электронной платы с микропроцессорной схемой измерения и быстродействующего микроконтроллера. Измеряемые величины и другие требуемые данные отображаются на дисплее счётчика, выполненного на жидких кристаллах.

На ПС 110/10 кВ «Сосновоборская» устанавливаем счётчики АЛЬФА на отходящих линиях. Т.к. на подстанции невозможна передача мощности непосредственно всистему, то на отходящих линиях 10 кВ устанавливаем счётчики АЛЬФА модификации А1D, учитывающие электроэнергию в одном направлении, позволяющие измерять активную энергию и максимальную мощность. Для учёта электроэнергии идущей на собственные нужды подстанции также используем счётчики модификации А1D. Счётчики устанавливаем на вводе 0,4 кВ от трансформаторов собственных нужд. Подключение всех счётчиков осуществляем через трансформаторы тока.

Для большого числа присоединений целесообразно внедрять одновременно с установкой счетчиков АЛЬФА автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии.

Для подстанции, как и для всего предприятия электрических сетей рекомендуется к внедрению система учета электроэнергии АльфаЦЕНТР. Эта система удовлетворяет потребностям заказчиков всех уровней – от небольших предприятий с несколькими счетчиками до распределенных энергосистем с несколькими тысячами счетчиков. Программный комплекс базируется на принципах клиент-серверной архитектуры (Операционные системы Windows NT/2000, UNIX, СУБД ORACLE).[13]

						Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Информационно – вычислительный комплекс АльфаЦЕНТР осуществляет измерение активной и реактивной мощности непосредственно в двух направлениях и потребления активной и реактивной энергии за сутки, месяц, год (по группам общем и с раскладкой по временным зонам). Находятся средние мощности на интервале усреднения 1, 3, 5, 10, 15 или 30 мин. При этом с разных точек учета можно снимать профили с разным интервалом усреднения. Проводятся автоматические расчеты по расчетным группам и временным зонам, отслеживаются превышения заданных лимитов, ведутся архивы. Также осуществляется индикация следующих параметров: частота, пофазные токи и напряжения, пофазные углы сдвига между токами и напряжениями, пофазная мощность.

Система в параллельном режиме проводит сбор данных со счетчиков и контроллеров через выделенные и коммутируемые каналы связи, расчеты, самодиагностику и диагностику компонентов нижнего уровня, анализ полноты данных и сбор недостающих.

Следует отметить, что для обслуживания АСКУЭ требуется высококвалифицированный персонал, подготовка которого связана с определенными затратами. Тем не менее, опыт показывает, что экономия электроэнергии составляет от 15 до 30 %.[13]

## 7 Технико–экономическое обоснование проекта пс **110 кВ**

Сосновоборская»

### 7.1 Технико–экономическое сравнение схем подстанции 110 кВ

Сосновоборская»

В этом разделе производится технико-экономическое сравнение двух вариантов, описанного в этом проекте.

Эффективность инвестиционного проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам участников проекта.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



Для промышленного предприятия и инвесторов коммерческая эффективность проекта имеет первостепенное значение.

При строительстве в один этап средства на строительство отпускаются однократно. При этом предполагается, что дальнейшая эксплуатация происходит с неизменными годовыми эксплуатационными издержками  $I$ . Т.е. передаваемая мощность, а следовательно, потери энергии  $\Delta\mathcal{E}$ , затраты на ремонт и обслуживание и другие затраты не меняются из года в год в течение рассматриваемого срока эксплуатации.

В отечественной практике при Назначение оптимального варианта проектного решения в качестве критерия используется показатель – годовые приведенные строительно-эксплуатационные расходы (затраты). Приведенные затраты (руб/год) состоят из: отчислений от капитальных вложений  $K$  на сооружение линий и подстанции; текущих эксплуатационных издержек производства – стоимости потерь электроэнергии, затрат на техническое обслуживание и ремонт, а также затрат на амортизацию  $C$ .

Определим капитальные затраты по каждому из вариантов электроснабжения по формуле:

$$Z = E_n * K + C, \quad (69)$$

где  $E_n$  – нормативный коэффициент экономической эффективности, зависящий от нормативного срока окупаемости капитальных вложений  $T_{ок}$ , продолжительность которого принимается с учётом срока службы основного оборудования (10 лет).

$$E_n = \frac{1}{T_n} \quad (70)$$

$$E_n = \frac{1}{10} = 0,1$$

Окончательный Назначение оптимального варианта осуществляется по минимуму приведенных затрат, т.е. из вариантов проектного решения выбирается тот, который обеспечит:

$$Z_{\text{опт}} \rightarrow \min \quad (71)$$

Капиталовложения  $K$  при Назначение оптимальных схем определяем по сметной стоимости строительства, приведенной в таблице 22. При этом в связи с тем, что часть сооружений подстанции были построены в 1990-х, их стоимость при нахождении капиталовложений не учитывается.

Стоимость капиталовложений по второму варианту приводятся к уровню 2006 г. домножением цен 1991 г. на коэффициент приведения равный для оборудования – 20, для строительно-монтажных работ - 14.

Т.е. капиталовложения по вариантам составляет:  $K_1 = 35563,9$  тыс. руб.,  $K_2 = 25719,9$  тыс. руб.

Таблица 22 - Сметная стоимость строительства подстанции

№ № П.п.	Наименование работ	Укрупнённые показатели стоимости, тыс. руб.	
		1-ый вариант	2-ой вариант
1.	Перезавод питания 1-ой цепи	13000	2000
2.	Строительство ВЛ-110кВ в двухцепном исполнении на железобетонных опорах длиной около 10км на участке ПС Сосновоборская до захода на ПС Сарымская	45000	45000
3.	Строительство ПС 110/10кВ 2/16000кВА	150000	150000
4.	Проектирование подстанции с подводящими линиями	11800	11800
5.	Заменяя систем ОД и КЗ 110кВ на элегазовые выключатели 110кВ на ПС 110кВ Сарымская	3700	3700

Итого:	223500	212500
--------	--------	--------

Годовые эксплуатационные издержки  $C$  состоят из стоимости потерь электроэнергии в линиях  $C_{nl}$ , стоимости потерь электроэнергии в трансформаторах  $C_{nm}$  и эксплуатационных отчислений  $C_э$  и находятся по формуле:

$$I = C_{nl} + C_{nm} + C_э. \quad (72)$$

Стоимость потерь электроэнергии в линиях находятся по формуле:

$$C_{nl} = \Delta \mathcal{E}_л * c_0, \quad (73)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_л$  – потери электроэнергии в линиях;

$c_0 = 0,31$  руб/кВт/ч – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta \mathcal{E}_л = 3 * I_{max.p}^2 * r_0 * l * \tau, \quad (74)$$

где  $I_{max.p}$ ,  $r_0$ ,  $l$  параметры линий определенные ранее,

$\tau$  – время максимальных потерь, определяемое по выражению:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 * 8760 \quad (75)$$

где  $T_{max}$  – число часов использования максимума.

Для обоих вариантов параметры линий  $I_{max.p} = 163$  А,  $r_0 = 0,21$  Ом/км,  $l = 0,35$  км, и число часов использования максимума  $T_{max} = 5500$  ч. Получаем:

$$\tau_1 = \tau_2 = \left( 0,124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 * 8760 = 3979,5ч$$

$$\Delta \mathcal{E}_л = 3 * 163^2 * 0,21 * 0,35 * 3979,5 = 23,31 \text{ тыс. кВт*ч,}$$

$$C_{nl} = 23,31 * 0,38 = 8,9 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах находятся по формуле:

$$C_{nm} = \Delta \mathcal{E}_m * c_0, \quad (76)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_m$  – потери электроэнергии в трансформаторах:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

$$\Delta \mathcal{E}_m = n * \Delta P_0 * T + \frac{1}{n} * \Delta P_k * \left( \frac{S_n}{S_{ном}} \right)^2 * \tau \quad (77)$$

где  $n$  – число трансформаторов ;

$\Delta P_0$  и  $\Delta P_k$  – номинальные потери трансформатора в режиме ХХ и КЗ соответственно (взяты из таблицы 2.1);

$T$  – время работы трансформаторов , ч/год (при работе круглый год  $T = 8760$  ч);

$S_n$  – фактическая мощность, протекающая по трансформатору;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора.

Для обоих вариантов параметры трансформаторов  $\Delta P_0 = 25$  кВт,  $\Delta P_k = 307$  кВт,  $S_n = 15,5$  МВА,  $S_{ном} = 25$  МВА. Получаем:

$$\Delta \mathcal{E}_m = 2 * 25 * 8760 + \frac{1}{2} * 307 * \left( \frac{15,5}{25} \right)^2 * 39775,5 = 62 = 672,8 \text{ тыс. кВт} * \text{ч}$$

$$C_{nm} = 672,8 * 0,38 = 255,7 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость эксплуатационных отчислений  $C_a$  определяется по формуле:

$$C_a = p_{\Sigma} * K \quad (78)$$

где  $p_{\Sigma} = p_a + p_p + p_o$  – отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, соответственно, о.е./год [5]. По второму варианту в среднем по подстанции отчисления на амортизацию составят 0,1, по первому варианту в связи с установкой современного оборудования эти расходы снизятся до 0,025.

Для двух вариантов стоимость амортизационных отчислений составит:

$$C_{aI} = 0,025 * 49940,6 = 1248,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{aII} = 0,1 * 40096,6 = 4009,7 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки  $C$  для первого и второго вариантов составят:

$$C_I = 8,9 + 255,7 + 1248,5 = 1513,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{II} = 8,9 + 255,7 + 4009,7 = 4274,3 \text{ тыс. руб.}$$

Определим капитальные затраты по каждому из вариантов электроснабжения по формуле (7.1):

						Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_I = 0,1 * 35563,9 + 1513,1 = 7632,16 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{II} = 0,1 * 25719,9 + 4274,3 = 7883,56 \text{ тыс. руб.}$$

Анализ полученных решений показывает, что наиболее рациональным вариантом для строительства подстанции является 1 версия с крупными капиталовложениями, но в то же время более современное оборудование, более низкие эксплуатационные расходы, меньшее время установки, удобное обслуживание и ряд Других преимуществ.

## 7.2 Определение показателей экономической эффективности капиталовложений для выбранного варианта

Эффективность инвестиционного проекта будем связывать с эффективностью капитальных вложений в строительство ПС 110/10 кВ «Сосновоборская» и питающих ее ВЛ 110 кВ.

Показателями экономической эффективности внедрения проекта служат:

- Накопленная чистая дисконтированная стоимость по варианту подстанции;
- Срок окупаемости инвестиций;
- Норма рентабельности инвестиций (внутренняя норма доходности).

Соответствующие затрат и результатов инвестиционного проекта распределены на значительном отрезке времени и поэтому неравноценны, так как затраты в более поздние сроки предпочтительней аналогичных затрат в более ранний период.

Чтобы привести результаты и затраты к какому-то моменту времени (начала финансирования, начала эксплуатации, списания) используют коэффициент дисконтирования. Чистая текущая стоимость (дисконтирования) будет рассчитываться каждый на год по формуле:

$$ЧТС_t = ПН_t * \alpha_t, \quad (79)$$

						Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $\Pi N_t$  – поток наличности в  $t$ -м году;

$\alpha_t$  – коэффициент дисконтирования в  $t$ -м году расчетного периода.

$$\alpha_t = (1 + E)^{tp - t}, \quad (80)$$

где  $E$  – коэффициент эффективности капитальных вложений или цена авансированного капитала, определяемый ставкой банковского процента по долгосрочным депозитам;

$t_p$  – расчетный год;

$t$  – год, затраты и результаты которого приводятся к расчетному году.

Поток наличности за каждый год определяется по выражению:

$$\Pi N_t = \mathcal{E}_t - N_t - K_t + A_t, \quad (81)$$

где  $\mathcal{E}_t = C_{It} - C_{Pt}$  – экономический эффект, равный разности годовых эксплуатационных затрат по сравниваемым вариантам без амортизации;

$N_t$  – налоги, уплаченные предприятием с имущества и прибыли;

$K_t$  – капитальные вложения в инвестиционный проект;

$A_t$  – амортизационные отчисления.

Определим показатели экономической эффективности проекта.

В качестве  $K_t$  принимаем капитальные затраты на завершение строительства выбранного варианта проекта, т.е.  $K_t = 35563,9$  тыс. руб.

Амортизационные отчисления при расчетном периоде 15 лет:

$$A_t = 100/15 = 6,7 \text{ \%}.$$

Экономия на текущих затратах:

$$\mathcal{E}_t = 4009,7 - 1248,5 = 2761,2 \text{ тыс. руб.}$$

Налоговые отчисления складываются из двух видов налогов:

1) Налог на имущество

$$N_{имт} = C_{остт} * N_{ст} / 100, \quad (82)$$

где  $N_{ст} = 2 \text{ \%}$  – ставка налога;

$C_{остт} = K_t - A_t * t$  – остаточная стоимость проекта.

2) Налог на прибыль

$$N_{прт} = (\mathcal{E}_t - N_{имт}) * N_{ст} / 100, \quad (83)$$

						Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $H_{ст} = 25\%$  – ставка налога.

Суммируя потоки наличности за каждый год расчетного периода, определяется накопленный поток наличности –  $НПН_t$ . А суммируя чистую текущую стоимость – накопленную чистую текущую стоимость  $НЧТС_t$ . Расчет показателей экономической эффективности инвестиций приведен в таблице 23 График окупаемости инвестиций показан на рисунок 9

Таблица 23 Расчет накоплений чистой текущей стоимости инвестиционного проекта «ПС 110/10 кВ Сосновоборская»										
	3	4	5	6	7	8	9	10		
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2
	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8
	615,9	568,3	520,6	473	425,3	377,7	330	282,3		
	536,3	548,2	560,1	572,1	584	595,9	607,8	619,7		
	0,83	0,76	0,69	0,63	0,57	0,52	0,47	0,43		
	5104,8	5140,5	5176,3	5211,9	5247,7	5283,4	5319,2	5355		
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	25390,1	20249,6	15073,3	10861,4	6648,7	2435,7	824,9	–118,9	–540,8	–1080,8
	4237	3906,8	3571,6	3283,5	2991,2	2747,4	2500	2302,7		
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	26714,1	22807,2	19235,6	15925,	12960,	10213,5	–7713,5	–5410,8		

Продолжение таблицы 24

Годы	11	12	13	14	15	16
К	-	-	-	-	-	-
Э <sub>t</sub>	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2	2761,2
А <sub>t</sub>	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8	3495,8
Н <sub>инт</sub>	234,7	187	139,4	91,7	44,1	0
Н <sub>ипт</sub>	631,6	643,5	655,4	667,4	679,3	690,3
α	0,39	0,36	0,32	0,29	0,27	0,24
ПН <sub>t</sub>	5390,7	5426,5	5462,2	5497,9	5533,6	5566,7
НПН <sub>t</sub>	16734,6	22161,1	27623,3	33121,1	38654,8	44221,5
ЧТС <sub>t</sub>	2102,4	1953,5	1747,9	1594,4	1494,1	1336
НЧТС <sub>t</sub>	-3308,4	-1354,9	393	1987,4	3481,5	4817,5

Годы	1	2
К	35563,9	-
Э <sub>t</sub>	-	2761,2
А <sub>t</sub>	-	3495,8
Н <sub>инт</sub>	-	663,6
Н <sub>ипт</sub>	-	524,4
α	1,0	0,91
ПН <sub>t</sub>	-	5069
НПН <sub>t</sub>	35563,9	-
ЧТС <sub>t</sub>	35563,9	30494,9
НЧТС <sub>t</sub>	35563,9	4612,8
	35563,9	30951,1



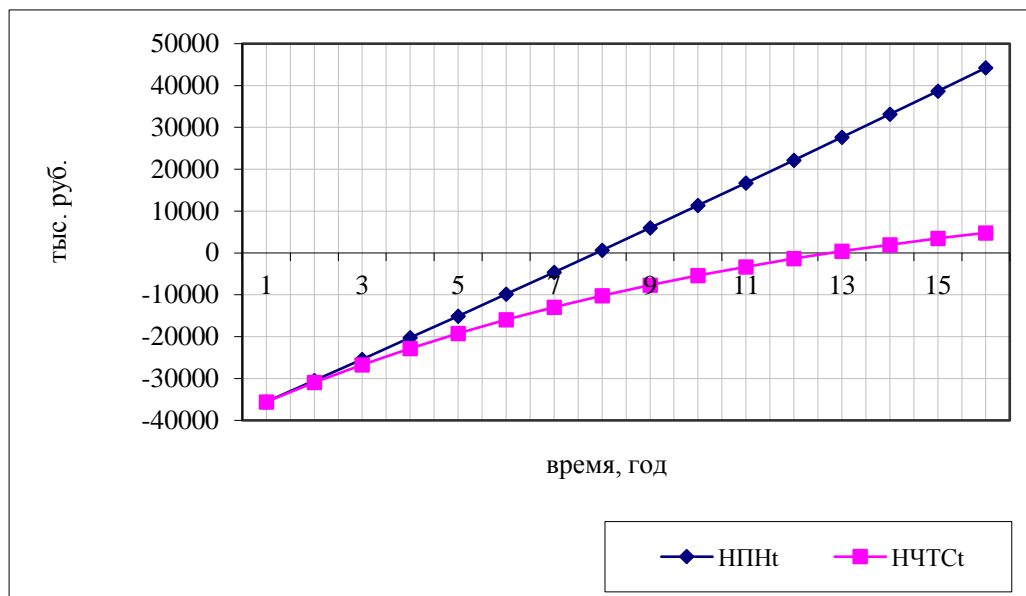


Рисунок 9 - График окупаемости инвестиций

Определяем индекс доходности инвестиционного проекта (индекс рентабельности):

$$ИД = \frac{\sum ЧТС_t + К}{К} \quad (84)$$

$$ИД = \frac{4817,5 + 35563,9}{35563,9} = 1,14$$

Т.к. ИД > 1, то проект можно принять к внедрению.

Определяем внутренний коэффициент окупаемости проекта (норму рентабельности) – ВКО. Под нормой рентабельности принимают такое значение коэффициента дисконтирования, при котором НЧТС = 0. Необходимо определить методом подбора такое значение α, при котором НЧТС примет значение равное нулю.

Расчет ЧТС при разных вариантах коэффициента экономической эффективности приведен в табл. 24, а изменение НЧТС в зависимости от коэффициента экономической эффективности на рис. 10.

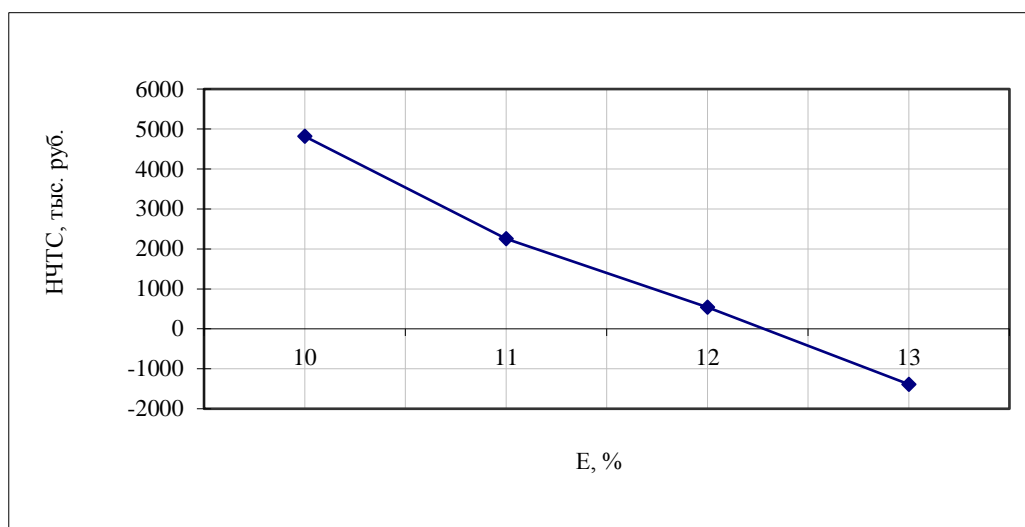


Рисунок 10 Изменение НЧТС, в зависимости от коэффициента экономической эффективности

Таблица 24 - Расчет ЧТС при разных значениях коэффициента экономической эффективности

Годы	ПН <sub>t</sub>	E = 10 %		E = 11 %		E = 12 %		E = 13 %	
		$\alpha$	ЧТС	$\alpha$	ЧТС	$\alpha$	ЧТС	$\alpha$	ЧТС
1	- 35563,9	1	- 35563,9	1	- 35563,9	1	- 35563,9	1	- 35563,9
2	4964,1	0,91	4612,8	0,9	4562,1	0,9	4562,1	0,89	4511,4
3	4997,5	0,83	4237	0,81	4134,9	0,8	4083,8	0,79	4032,8
4	5030,9	0,76	3906,8	0,73	3752,6	0,72	3701,2	0,7	3598,4
5	5064,2	0,69	3571,6	0,66	3416,4	0,64	3312,8	0,62	3209,3
6	5097,6	0,63	3283,5	0,6	3127,1	0,57	2970,8	0,55	2866,5
7	5131	0,57	2991,2	0,54	2833,8	0,51	2676,3	0,48	2518,9
8	5164,3	0,52	2747,4	0,48	2536	0,46	2430,4	0,43	2271,9
9	5197,7	0,47	2500	0,43	2287,3	0,41	2180,9	0,38	2021,3

10	5231,1	0,43	2302,7	0,39	2088,5	0,36	1927,8	0,34	1820,7
11	5264,4	0,39	2102,4	0,35	1886,7	0,33	1778,9	0,3	1617,2
12	5297,8	0,36	1953,5	0,32	1736,5	0,29	1573,7	0,26	1410,9
13	5330,1	0,32	1747,9	0,29	1584	0,26	1420,2	0,23	1256,3
14	5364,5	0,29	1594,4	0,26	1429,5	0,23	1264,5	0,21	1154,6
15	5397,8	0,27	1494,1	0,23	1272,7	0,21	1162,1	0,18	996
16	5428,7	0,24	1336	0,21	1169	0,19	1057,7	0,16	890,7
НЧТС			4817,5		2253,2		539,3		-1387

С помощью данных таблицы 24 рассчитывается ВКО по выражению:

$$\text{ВКО} = E_1 + \frac{f(\text{ЧТС}_1)}{f(\text{ЧТС}_1) - f(\text{ЧТС}_2)} * (E_2 - E_1) \quad (85)$$

где  $E_1$  и  $E_2$  – коэффициенты экономической эффективности, при которых НЧТС является, соответственно, положительной и отрицательной.

$$\text{ВКО} = 12 + \frac{539,3}{539,3 - (-1387)} * (13 - 12) = 12,28\%$$

Для данного проекта ВКО = 12,28 %. Это значит, что коэффициент экономической эффективности капитальных вложений не должен быть выше 12,28%. В проекте  $E = 10\%$ , т.е. для предприятия данный проект выгоден. По показателю ЧТС проект окупается через 12,5 лет, по ПН – 8 лет.

Основные показатели экономической эффективности капиталовложений в проект ПС 110/10 кВ «Сосновоборская» приведены на чертеже 4.

## 8 Безопасность и экологичность проекта

### 8.1 Охрана труда и техника безопасности

Оценим опасные и вредные факторы, воздействующие на персонал обслуживающий подстанцию, и меры по предотвращению этих факторов.

При эксплуатации объекта вероятны следующие опасные факторы:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;

						Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям нормально не находящимся под напряжением;
- влияние электромагнитного поля на организм;
- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средств индивидуальной и коллективной защиты;
- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;
- возможность падения персонала с высоты;
- возможность поражения персонала при проведении коммутационных операций;
- другие факторы.

Для создания нормальных условий труда для ремонта и технического обслуживания оборудования проект предусматривает компоновку подстанции, которая обеспечивает возможность использования автокранов, телескопических башен, мобильных лабораторий, инвентарных устройств и объектов мелкой механизации..

Персоналу, выполняющему ремонт, техническое и оперативное обслуживание подстанции, предоставляются производственные помещения, расположенные в здании ОПУ.

Электробезопасность на подстанции обеспечивается:

- 1) Надлежащей изоляции;
- 2) Соответствующих разрывов до токоведущих частей;
- 3) Ограждения;
- 4) Заземляющего устройства;
- 5) Предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- 6) Защиты от коротких замыканий и перенапряжений;
- 7) Молниезащитного устройства;
- 8) Устройств защитного отключения электроустановок;
- 9) Выравнивания потенциалов;

10) Защиты персонала от воздействия электромагнитных полей и др.  
Для обеспечения безопасности проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию ВЛ 110 кВ предусматриваются:

1) Конструкция опор и ВЛ, допускающая подъем на опоры и производство работ без снятия напряжения, обеспечивающая возможность закрепления унифицированных монтажных приспособлений и доступ обслуживающего персонала к узлам крепления гирлянд изоляторов;

2) Заземление каждой опоры.

Все технические решения приняты в соответствии действующими нормами и правилами, включая и правила техники безопасности.

При соблюдении правил технической эксплуатации, технологических карт по производству работ, а также правил ТБ при эксплуатации электроустановок, эксплуатация сооружений по проекту безопасна.

## 8.2 Расчет заземляющего устройства

Важным фактором безопасности является заземление оборудования. Заземляющее устройство является одним из средств защиты персонала в помещении от возникновения искры от напряжения, которое возникает на металлических частях оборудования, которые обычно не находятся под напряжением, но которые могут находиться под ним в случае повреждения изоляции.

Чтобы предотвратить возможную возможность на корпусе оборудования, он заземлен надежным соединением с контуром заземления.

Заземление регулируется:

1) Нейтральные трансформаторы должны быть заземлены в соответствии с принятой рабочей системой заземления;

						Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 2 разрядники и громоотводы;
- 3 металлические части электрооборудования, которые обычно не находятся под напряжением, но которые могут быть под напряжением, если повреждена изоляция, например, основание и крышки электрических машин, трансформаторов, приборов, токопроводов, металлоконструкций, ограждений и т. д.;
- 4 вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- 5 металлические экраны и пультах всех цепей, на которых установлены приборы, приборы и другие средства автоматизации, а также металлические конструкции для установки электрических приборов и кнопок управления.

Рассчитаем заземляющее устройство подстанции:

Для условий проектирования требуемое значение сопротивления заземляющего устройства составляет 0,5 Ом, для его установки должны быть установлены искусственные переключатели заземления. Удельное сопротивление грунта в соответствии с данными изысканий  $\rho = 50$  Ом/м на глубине до 10 м, глубина промерзания суглинка 210 см.

Принимаются заземлители из электродов диаметром 12 мм длиной 10 м, для связи используется стальная полоса сечением 40x4 мм<sup>2</sup>.

Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей по периметру.

Определяем сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя (соединительной полосы):

$$R_z = \frac{\rho}{2\pi l} * \ln \frac{2l^2}{b * t} \quad (86)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

						Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$l$  – длина контура;

$b$  – ширина полосы;

$t = 0,7$  м – глубина заглубления полосы от уровня земли.

$$R_z = \frac{50}{2\pi * 273.4} * \ln \frac{2 * 273.4^2}{0.04 * 0.7} = 0.2786 \text{ Ом}$$

Требуемое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_g = R_u - R_z, \quad (87)$$

где  $R_u$  – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$R_g = 0,5 - 0,2786 = 0,2214 \text{ Ом},$$

Определяется сопротивление стеканию тока одного вертикального заземлителя:

$$R_{go} = \frac{\rho}{2\pi(l-0,5)} * \left( \ln \frac{2(l-0,5)}{d} + 0,5 \ln \frac{4(h+0,5l) + (l-0,5)}{4(h+0,5l) - (l-0,5)} \right) \quad (88)$$

где  $l$  – длина электрода;

$d$  – диаметр электрода;

$h$  – глубина промерзания грунта.

$$R_{go} = \frac{50}{2\pi(10-0,5)} * \left( \ln \frac{2(10-0,5)}{0,012} + 0,5 \ln \frac{4(2,1+0,5*10) + (10-0,5)}{4(2,1+0,5*10) - (10-0,5)} \right) = 6,463 \text{ Ом}$$

Необходимое число электродов:

$$N = \frac{R_{go}}{R_g} \quad (89)$$

$$N = \frac{6,463}{0,2214} = 29,2$$

						Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$N = 30$ . Мы помещаем электроды вдоль контура заземляющего устройства с ожиданием того, что расстояние между электродами больше длины электрода.

В дополнение к контуру на подстанции мы размещаем сетку продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8-1 м от оборудования, с поперечными каналами каждые 30 м для выравнивания потенциалов на входе и выходе, а также вдоль края контура мы кладем более глубокие полосы. Эти неиспользуемые горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, их проводимость идет на запас надежности.

Конструктивное сопротивление заземляющего устройства составляет 0,494 Ом. Размещение вертикальных и горизонтальных заземляющих переключателей показано в Приложении 5.

### 8.3 Расчет молниезащитного устройства

Молниезащита представляет собой комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, безопасности конструкций, оборудования и материалов от возможных взрывов, загара и разрушения, вызванных молнией и другими проявлениями атмосферного электричества.

На подстанциях трансформаторов 6-500 кВ распределительные устройства, распределительные устройства, маслохранилища и другие взрывоопасные и легковоспламеняющиеся конструкции должны быть защищены от прямых ударов молнии. В зданиях и сооружениях изготавливается металлическая крыша, достаточно заземлить металлические детали. Распределительное устройство защищено стержневыми стержнями. Сопротивление заземляющего электрода не должно превышать 80 Ом.

						Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВЛ 110 кВ и мачту проектора высотой 35 м. Расстояние между молниеотводами составляет 45 м. Территория подстанции относится к защитной зоне В.

Защитная зона двойного стержневого громоотвода определяется следующими формулами:

Высота начала зоны защиты молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 h, \quad (90)$$

где  $h = 35$  м – высота молниеотвода.

$$h_0 = 0,85 * 35 = 29,75 \text{ м.}$$

Границы зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 h, \quad (91)$$

$$r_0 = 1,5 * 35 = 52,5 \text{ м.}$$

Границы зоны защиты на высоте  $h_x = 6,5$  м – максимальной высоты основного оборудования подстанции:

$$r_x = 1,5 \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right) \quad (92)$$

$$r_x = 1,5 \left( 35 - \frac{6,5}{0,92} \right) = 31,9 \text{ м}$$

Планируется распространить ток молнии через заземляющую сеть в нескольких направлениях, а также установить 2 вертикальных электрода длиной 5 м для каждого громоотвода.

Зоны защиты грозозащитного разрядника, соотнесенные с генеральным планом подстанции, показаны на рис. 5.

#### 8.4 Оценка экологичности проекта

						Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разработанная ПС 110/10 кВ Сосновоборская и установленное на ней оборудование не имеют вредных выбросов в атмосферу. Во избежание загрязнения окружающей среды и резервуаров при случайном выбросе масла из трансформаторов предусмотрены масляные приемники, закрытые маслоотводы и масляный поддон.

Для предотвращения опасных и опасных воздействий электромагнитных полей на людей и животных были приняты следующие меры:

1. Защита подстанции, чтобы не допустить проникновения на ее территорию;
2. Ограничение рабочего времени в присутствии ЭМП;
3. Максимальное удаление источников ЭМП из флоры и фауны.

Специальные меры по защите от шума не требуются, поскольку подстанция расположена на расстоянии от зоны развития жилых помещений. Проектируемая ВЛ 110 кВ не вызывает загрязнения атмосферы, не создает повышенного шума и не оказывает вредного воздействия на мир .

#### Заключение.

1. Вариант №2 схемы подключения ПС 110/10кВ «Сосновоборская» к сети 110кВ, предусматривающий подключение ответвлением от ВЛ-110кВ Когалым-Сарымская (3-я цепь), более дешевый, но значительно уступает варианту №1 с подключением одной цепи в ячейку 110кВ на ПС «Когалым», как в части релейной защиты и ремонтнопригодности, так и в части обеспечения надежности электроснабжения потребителей города.

						Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В связи с этим рекомендуем принять как приоритетный вариант №1: подключение ПС «Сосновоборская» к сети 110кВ в продление действующей ВЛ-1 ЮкВ Когалым-Сарымская 1-ая и 2-ая цепи с перезаводом питания 1-ой цепи от шин 110кВ ПС 500/220/110/10кВ «Когалым» с установкой новой ячейки 110кВ на ОРУ-110кВ ПС «Когалым».

2. С учетом ожидаемой нагрузки, рекомендовать к установке на ПС 110/10кВ «Сосновоборская» двух трансформаторов мощностью по 16МВА и элегазовых выключателей на стороне 110кВ.

#### Список использованных источников

#### Список литературы

1. Алиев И.И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию. Учебное пособие для вузов. –2-е изд., доп. –М.: Высшая школа, 2000. – 255с., ил.
2. Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1995. –55 с.

						Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов / Белов С.В., Ильницкая А.В., Козьяков А.Ф. и др./ Под общ. ред. С.В. Белова. – 3-е изд., испр. и доп. – М.: Высш. Шк., 2001. – 485 с., ил.
4. Безопасность производственных процессов. Справочник /Белов С.В., Бринза В.Н., Векшин Б.С. и др. / Под общ. ред. С.В. Белова. – М.: Машиностроение, 1985. – 448 с., ил.
5. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности.– 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. Шк.,2003. – 357 с., ил.
6. Гук Ю.Б. Теория надёжности в электроэнергетике. Учебное пособие для вузов. –Л.: Энергоатомиздат, 1990. –208 с., ил.
7. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках.–2-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1984.–448 с., ил.
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. –М.: Энергоатомиздат, 1988. –592 с.
9. Китушин В.Г. Надёжность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы. Учебное пособие. –Новосибирск: Издательство НГТУ. –2003. – 256 с., ил.
10. Котлер Ф. Основы маркетинга/ Пер. с англ. – 2-е европ. изд. – М.; СПб.; Издательский дом «Вильямс», 2000. – 944 с.: ил.
11. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Омега-Л, 2004. – 167 с.
12. Методы расчёта параметров электрических сетей и систем: Методическое пособие по курсу «Электрические системы и сети» / С.С Ананичева, П.М. Ерохин, А.Л. Мызин. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1977. –55 с.
13. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов.–4-е изд., перераб. и доп.– М.: Энергоатомиздат, 1989.–608 с.
14. Охрана труда в машиностроении./ Под ред. Е.Я. Юдина, С.В. Белова. – М.: Машиностроение,1983. – 432 с., ил.

						Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. Учебное пособие для студентов вузов. –2-е изд., перераб. и доп./ Блок В.М., Обушев Г.К., Паперно Л.Б. и др. –М.: Высшая школа, 1990. –383 с., ил.
16. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоиздат, 2003.
17. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 3-е изд., 1987. –648 с.
18. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1995. –349 с.
19. Рудакова Р.М., Нугуманов Б.М. Механические расчёты проводов и тросов воздушных линий электропередачи. Пособие к практическим занятиям по курсу «Передача и распределение электроэнергии». –Уфа: Издательство УГАТУ. –1999. –41 с.
20. Справочная книга по охране труда в машиностроении./ Под общ. ред. О. Н. Русака – Л.: Машиностроение, 1989. – 541 с., ил.
21. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М Шапиро.–3-е изд., перераб. и доп.–М.: Энергоатомиздат, 1985. –352 с.
22. Справочник по технике безопасности /Под редакцией П.А. Долина. – 6-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1984.–823 с., ил.
23. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т./ Под общ. Ред. А.А. Федорова. Т.1. Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987. -592 с.; ил.
24. ГОСТ Р ИСО 9000-2001 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь. Дата введения 31.08.01.
25. ГОСТ Р ИСО 9001-2001 Системы менеджмента качества. Требования. Дата введения 31.08.01.

						Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

26. ГОСТ Р ИСО 9004-2001 Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению деятельности. Дата введения 31.08.01.
27. Электрические системы и сети. Рабочая программа, методические указания и задания на курсовое проектирование для студентов заочного факультета./Благонадеждин В.М., Дашков В.М., Загороднюк Н.П., Сергеев В.А. –Куйбышев: КпТИ, 1983. –45 с.
28. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 3. 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. Ред. Профессоров МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд., испр. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. 880 с. ил.

						Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		