

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

Политехнический институт  
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В. И. Пантелеев

подпись инициалы, фамилия

«    » \_\_\_\_\_ 2016 г

**ЗАДАНИЕ НА ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Студенту \_\_\_\_\_ Шатон Евгений Юрьевич \_\_\_\_\_

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ 10-05 Направление (специальность) 140211.65

номер

код

\_\_\_\_\_ Электроснабжение \_\_\_\_\_

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение

поселка Манзя

Утверждена приказом по университету № 4045/с от 24.03.2016

Руководитель ВКР А. С. Амузаде, доцент, к. т. н., ПИ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР \_\_\_\_\_

1. План поселка;

2. Сведения об электрических нагрузках по КТП;

3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности. На подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора мощностью 25 МВА напряжением 115/10,5 кВ. Трансформаторы работают отдельно. Мощность КЗ на стороне 115 кВ трансформаторов равна 1500 МВА;

4. Расстояние от подстанции энергосистемы до подстанции поселка 16 км.

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок; 2. Определение центра электрических нагрузок; 3. Определение рационального напряжения внешнего электроснабжения; 4. Технико-экономическое сравнение вариантов; 5. Выбор трансформаторов; 6. Выбор воздушных линий; 7. Расчет токов короткого замыкания; 8. Выбор оборудования; 9. Релейная защита трансформатора; 10. Безопасность и экологичность проекта; 11. Экономическая часть; 12. Энергосбережение в осветительных установках.

Перечень графического материала 1. Схема питания КТП поселка; 2. Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения; 3. Электрическая однолинейная схема электроснабжения поселка; 4. Разрез ячейки КРУ; 5. Релейная защита фидера; 6. Технико-экономические показатели системы электроснабжения; 7. Специальная часть.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ А. С. Амузаде \_\_\_\_\_

подпись

инициалы и фамилия

					Задание принял к исполнению _____ <u>ДП - 140211.65 от</u> _____						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	подпись	инициалы и фамилия студента					
Разраб.		Е.Ю.Шатон			Электроснабжение поселка Манзя			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		А.С.Амузаде								2	
Реценз.								Кафедра ЭТКиС			
Н. Контр.		Т.И.Танкович									
Утверд.		В.И. Пантелеев									

«    » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г

					ДП - 140211.65 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Электроснабжение поселка Манзя	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Е.Ю.Шатон					2	
Провер.		А.С.Амузаде						
Реценз.								
Н. Контр.		Т.И.Танкович						
Утверд.		В.И. Пантелеев			Кафедра ЭТКиС			

## РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Электроснабжение поселка Манзя» содержит 92 страниц текстового документа, 5 иллюстрации, 50 таблиц, 92 формул, 1 приложения, 44 использованных источников, 7 листов графического материала.

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

Объект электроснабжения – поселок Манзя.

Цели проектирования:

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

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

					ДП - 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Расчёт электрических нагрузок.....	8
1.1	Определение расчётных нагрузок по методу средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней.....	8
1.2	Определение расчетной нагрузки поселка в целом.....	10
2	Определение центра электрических нагрузок и месторасположения питающей подстанции.....	13
3	Проектирование систем внешнего электроснабжения.....	15
3.1	Выбор схемы электроснабжения поселка.....	15
3.2	Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции.....	15
3.3	Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия.....	16
4	Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения поселка.....	18
4.1	Расчет капитальных затрат.....	19
4.2	Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат.....	21
4.3	Стоимость годовых потерь электроэнергии.....	22
5	Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.....	25
5.1	Выбор оптимального числа трансформаторов.....	25
5.2	Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах.....	26
5.3	Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ.....	27
6	Выбор воздушных линий.....	29
7	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	30
8	Выбор оборудования.....	32
8.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	32
8.1.1	Выбор выключателей на стороне входящих линий 10 кВ.....	32
8.1.2	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий.....	33

8.2	Выбор измерительных трансформаторов тока.....	34
8.2.1	Выбор ТТ на стороне входящих линий.....	35
8.2.2	Выбор ТТ в цепи кабельной линии.....	36
8.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	38
8.4	Выбор автоматических выключателей.....	39
8.5	Защита от перенапряжений.....	40
8.6	Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ.....	41
8.7	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	42
9	Релейная защита фидера 10 кВ.....	43
9.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ.....	43
9.2	Защита от многофазных КЗ и замыканий на землю (ТОМД).....	44
9.3	Защита от свехтоков внешних КЗ (МТЗ).....	44
10	Безопасность проекта системы электроснабжения поселка Манзя.....	46
10.1	Идентификация и анализ опасных и вредных факторов, условий и причин их проявления в электроустановках.....	46
10.2	Защитные меры и средства, обеспечивающие нормативную надежность и безопасность устройства, эксплуатации и обслуживания электроустановок. .	49
10.2.1	Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением.....	49
10.2.2	Средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования и шагового напряжения	50
10.2.3	Организационные и технические мероприятия, обеспечивающие нормативную безопасность при обслуживании, ремонтах, осмотрах электроустановок.....	50
10.3	Способы и средства повышения надежности, безопасности и эффективности производственной деятельности персонала.....	51
10.3.1	Организация и оборудование рабочих помещений персонала.....	51
10.3.2	Нормализация параметров микроклимата в помещениях электроустановок, на рабочих местах.....	52
	Щит управления.....	53

10.3.3	Защита персонала от переохлаждения и перегрева при работе на открытом воздухе.....	54
10.3.4	Безопасность работ в условиях выделения или применения опасных и вредных веществ.....	55
10.3.5	Мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией.....	56
10.4	Оценка и обеспечение устойчивости функционирования электроустановок и защита персонала в экстремальных ситуациях.....	58
11	Экономическая часть.....	60
11.1	Составление сметы затрат на строительство схемы электроснабжения. .	60
11.2	Калькуляция себестоимости электроэнергии в поселке.....	65
11.2.1	Расчет стоимости за потребленную электроэнергию.....	66
11.2.2	Издержки по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства .....	66
11.2.3	Калькуляция себестоимости.....	74
11.3	Технико-экономические показатели системы электроснабжения.....	77
12	Энергосбережение в осветительных установках.....	78
12.1	Замена имеющихся светильников более эффективными.....	78
12.2	Замена пускорегулирующей аппаратуры.....	79
12.3	Замена пускорегулирующей аппаратуры.....	80
12.4	Автоматическое управление освещением.....	80
12.5	Использование КЛЛ для внутреннего освещения.....	81
12.6	Использование систем управления освещением.....	82
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>83</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>87</b>

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшнем этапе развития современного общества, электроэнергия стала неотъемлемой частью нашей повседневной жизни. Без нее трудно представить жизнь, современных городов и поселков, являющихся крупными потребителями электрической энергии в стране. От того, насколько рационально спроектирована система электроснабжения поселка, зависит эффективность функционирования большого числа объектов, расположенных на его территории.

Повышение уровня электрификации и совершенствование всей системы электроснабжения в городе и на селе имеют важное значение как для снижения затрат труда ведение домашнего хозяйства, так и для улучшения санитарно-гигиенического состояния жилищ и оздоровления воздушной среды населенных пунктов. В РФ насчитывается более 2000 городов и 3600 поселков городского типа, в которых проживает более половины населения страны. Основное распределение электрической энергии производится по сетям 0,4-20 кВ, поэтому правильное построение системы распределения энергии, обеспечивающее высокую надежность электроснабжения и уменьшение потерь в электрических сетях, имеет важное значение. Следует однако отметить недостаточные темпы развития энергетики, электрификации быта. Это связано главным образом с тем, что электрооборудование как самих электростанций, так и различных потребителей устарело и слишком энергоемко, недостаточно внедряются новые энергоэкономичные источники света и светильники, велики потери электроэнергии в городских и поселковых электрических сетях. Ликвидация этих недостатков является важнейшей задачей развития энергетики.



## 1 Расчёт электрических нагрузок

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

### 1.1 Определение расчётных нагрузок по методу средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней

Расчет ведется по средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статистический метод) [1]:

$$P_p = P_c + \beta \cdot \sigma, \quad (1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где  $P_c$  – средняя мощность электроприемников, кВт;

$\beta$  – принятая кратность меры рассеяния [1], равной 2,5 о. е.;

$\sigma$  – среднеквадратическое отклонение;

$\operatorname{tg} \varphi$  – соответствующий характерному для приемников средневзвешенный коэффициент мощности.

Средняя мощность определяется по следующей формуле, кВт:

$$P_c = \frac{\sum P_{uzi}}{m}, \quad (3)$$

где  $P_{uzi}$  – значение нагрузки при  $i$ -м измерении, кВт;

$m$  – число замеров.

Среднеквадратическое отклонение определяется по следующей формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (P_{uzi} - P_c)^2 \cdot m}{m - 1}}. \quad (4)$$

					ДП - 140211.65 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Использование статистического метода в соответствии с формулой (1) определения расчетных нагрузок возможно во всех случаях, но при наличии данных, приведенных в выражении (1)

Расчёты нагрузок представлены в таблице 1.

					ДП - 140211.65 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Таблица 1 – Расчёт электрических нагрузок

Номер по плану	Наименование потребителя	Силовая нагрузка											
		$P_{\text{измерения}}, \text{ кВт}$				$\Sigma P_{\text{из}}, \text{ кВт}$	$P_{\text{с}}, \text{ кВт}$	$\sigma$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$P_{\text{р}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{р}}, \text{ квар}$	$S_{\text{р}}, \text{ кВт}\cdot\text{А}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Потребители энергии 0,4 кВ													
1	КТП-1	130	139	127	137	533	133	1 1	0,90	0,48	161,6	78,3	179,6
2	КТП-2	70	88	64	84	306	77	2 3	0,90	0,48	133,3	64,6	148,1
3	КТП-3	130	139	127	137	533	133	1 1	0,90	0,48	161,6	78,3	179,6
4	КТП-4	224	233	221	231	909	227	1 1	0,90	0,48	255,6	123,8	284,0
5	КТП-5	224	233	221	231	909	227	1 1	0,90	0,48	255,6	123,8	284,0
6	КТП-6	73	82	70	80	305	76	1 1	0,90	0,48	104,6	50,7	116,3
7	КТП-7	130	139	127	137	533	133	1 1	0,90	0,48	161,6	78,3	179,6
8	КТП-8	130	139	127	137	533	133	1 1	0,90	0,48	161,6	78,3	179,6
9	КТП-9	73	82	70	80	305	76	1 1	0,90	0,48	104,6	50,7	116,3
10	КТП-10	224	233	221	231	909	227	1 1	0,90	0,48	255,6	123,8	284,0
11	КТП-11	73	82	70	80	305	76	1 1	0,90	0,48	104,6	50,7	116,3
12	КТП-12	130	139	127	137	533	133	1 1	0,90	0,48	161,6	78,3	179,6
13	КТП-13	130	139	127	137	533	133	1 1	0,90	0,48	161,6	78,3	179,6
14	КТП-14	73	82	70	80	305	76	1	0,90	0,48	104,6	50,7	116,3

Д  
а  
т  
а  
П  
о  
д  
п  
и  
сь№  
до  
ку  
м.Л  
И  
С  
И  
з  
м.

							1						
15	КТП-15	224	233	221	231	909	227	1 1	0,90	0,48	255,6	123,8	284,0
	Итого по 0,4 кВ						2090				2544,3	1232,3	2827,0
	Всего						2090				2544,3	1232,3	2827,0

Д  
П  
-  
1  
4  
0  
2  
1  
1.  
6  
5  
П  
3

	Д а т
	а п о д п и сь
	№ до ку м.
	л ис
	И з м.

## 1.2 Определение расчетной нагрузки поселка в целом

В соответствии с вышеизложенным, расчетная полная мощность поселка определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам потребителей с учетом потерь мощности в трансформаторах КТП и питающей подстанции, компенсации реактивной мощности.

Так как трансформаторы КТП и питающей подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p, \quad (5)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p, \quad (6)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность силовых приемников, кВА.

Из таблицы 1 полная расчётная мощность нагрузки по 0,4 кВ, кВ · А:

$$S_p = 2827,0.$$

Потери активной мощности в трансформаторах КТП, кВт:

$$\Delta P_{кмп} = 0,02 \cdot 2827,0 = 56,5. \quad (7)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах КТП, квар:

$$\Delta Q_{кмп} = 0,1 \cdot 2827,0 = 282,7. \quad (8)$$

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по поселку в целом определяется из выражения, квар:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{кмп} - Q_{\varepsilon}, \quad (9)$$

$$Q_{ку} = 1232,3 + 282,7 - 737,9 = 777,1,$$

где  $Q_{\varepsilon}$  – реактивная мощность, выдаваемая поселку энергосистемой;

$\Delta Q_{кмп}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах КТП.

$Q_{\varepsilon}$  принимается равной 0,29 от суммарной активной нагрузки поселка, квар:

					ДП - 140211.65 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_3 = 0,29 \cdot P_p,$$

(10)

					ДП - 140211.65 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_3 = 0,29 \cdot 2544,3 = 737,9.$$

Не скомпенсированная реактивная мощность поселка, отнесенная к шинам 10 кВ подстанции с учетом коэффициента разновременности максимума силовой нагрузки, квар:

$$Q_{p\Sigma 10} = Q_{p\Sigma 0,4} \cdot K_{pm} + \Delta Q_{ktn} - Q_{ky}, \quad (11)$$

$$Q_{p\Sigma 10} = 1232,3 \cdot 0,9 + 282,7 - 777,1 = 614,6,$$

где  $K_{pm}$  – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, равный 0,9.

В качестве компенсирующих устройств принимаются батареи статических конденсаторов. Определяем потери активной мощности в них, кВт:

$$\Delta P_{ky} = P_{yd} \cdot Q_{ky}, \quad (12)$$

$$\Delta P_{ky} = 0,002 \cdot 777,1 = 1,6,$$

где  $P_{yd}$  – удельные потери активной мощности, равные 0,2% от  $Q_{ky}$ .

Активная суммарная мощность поселка, отнесенная к шинам 10 кВ подстанции с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки и с учетом потерь в компенсирующих устройствах, кВт:

$$P_{p\Sigma 10} = P_{p\Sigma 0,4} \cdot K_{pm} + \Delta P_{ktn} + \Delta P_{ky}, \quad (13)$$

$$P_{p\Sigma 10} = 2544,3 \cdot 0,9 + 56,5 + 1,6 = 2348,0.$$

Расчетная нагрузка на шинах 6 – 10 кВ ГПП с учетом компенсации реактивной мощности, кВ · А:

$$S_{p10} = \sqrt{P_{p\Sigma 10}^2 + Q_{p\Sigma 10}^2}, \quad (14)$$

$$S_{p10} = \sqrt{2348,0^2 + 614,6^2} = 2427,1.$$

Предполагаем, что в поселка будет предусмотрена питающая подстанция. Потери активной мощности в трансформаторах подстанции, кВт:

$$\Delta P_{mII} = 0,02 \cdot 2427,1 = 48,5.$$



Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар:

$$\Delta Q_{m\Pi} = 0,1 \cdot 2427,1 = 242,7.$$

Полная расчетная мощность поселка на стороне высшего напряжения питающей подстанции, кВ • А:

$$S_p = \sqrt{\left(\sum P + \Delta P_{m\Pi}\right)^2 + \left(\sum Q + \Delta Q_{m\Pi}\right)^2}, \quad (15)$$

$$S_p = \sqrt{(2348,0 + 48,5)^2 + (614,6 + 242,7)^2} = 2545,3.$$

## 2 Определение центра электрических нагрузок и месторасположения питающей подстанции

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют условия, приближают к центрам нагрузок. Это дает возможность построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства).

РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

В настоящее время разработаны методы определения места расположения подстанций по территории городов, при которых достигают наименьших затрат.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки поселков [1]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (16)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (17)$$

где  $x_i$ ,  $y_i$  – координаты центра электрической нагрузки  $i$ -й КТП.

Питающую подстанцию и КТП следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения поселка,

так и электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Для определения места питающей подстанции находится центр электрических нагрузок для активной и реактивной нагрузок, так как их питание производится от разных установок (генераторы и компенсирующие устройства) [1].

Расчет центра электрических нагрузок представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Определение центра электрических нагрузок активной мощности

КТП по плану	$P_p$ , кВт	х, м	у, м	$P_p \cdot x$	$P_p \cdot y$
Потребители энергии 0,4 кВ					
1	161,6	354	141	57222	22792
2	133,3	459	228	61180	30390
3	161,6	411	279	66436	45099
4	255,6	147	291	37580	74393
5	255,6	255	54	65189	13805
6	104,6	48	345	5023	36102
7	161,6	297	264	48008	42674
8	161,6	294	384	47523	62072
9	104,6	225	183	23545	19150
10	255,6	147	63	37580	16106
11	104,6	186	378	19464	39556
12	161,6	348	21	56252	3395
13	161,6	513	372	82924	60132
14	104,6	489	51	51171	5337
15	255,6	342	309	87430	78994
Итого по 0,4 кВ	2544,3			746528	549995
Всего	2544,3			746528	549995

На рисунке 1 изображен центр электрических нагрузок поселка.

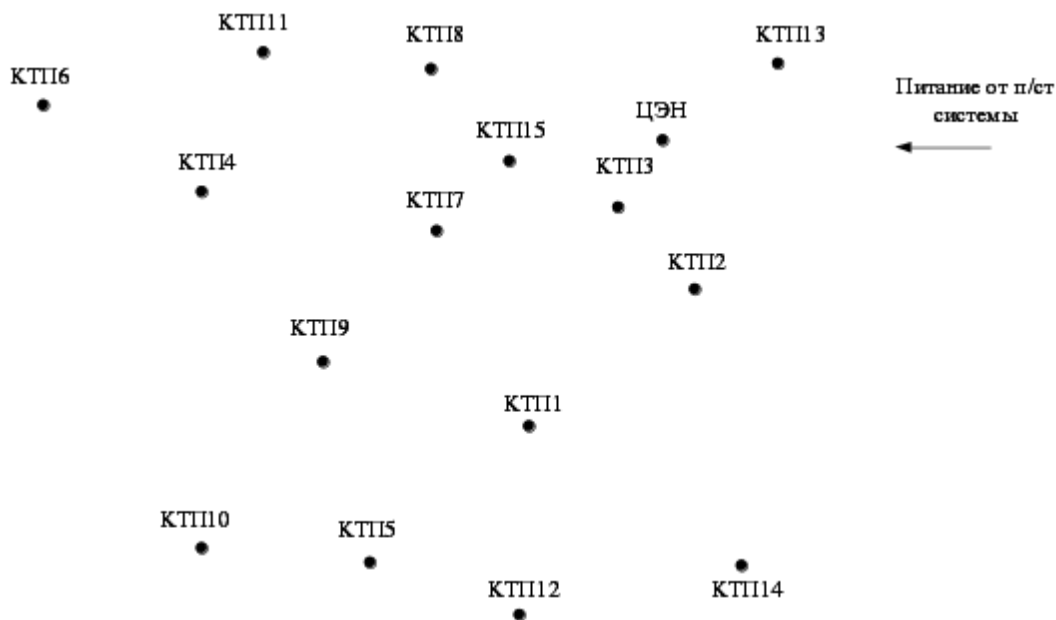


Рисунок 1 – План поселка с расположением КТП

### **3 Проектирование систем внешнего электроснабжения**

#### **3.1 Выбор схемы электроснабжения поселка**

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания поселка. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

При проектировании схемы электроснабжения поселков наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории поселка, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его надругом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

#### **3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции**

В системах электроснабжения городов мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения городов достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного

трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов подстанции выбирается по формуле, кВ•А:

$$S_m \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_m}, \quad (18)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность поселка, кВ•А;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_m$  – число трансформаторов.

$$S_m \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_m} = \frac{2545,3}{0,7 \cdot 2} = 1818,0.$$

Принимаем стандартную мощность трансформатора  $S_H = 2500$ кВ•А.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о. е.:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_p}{n_m \cdot S_H} \leq 0,6 \div 0,70, \quad (19)$$

$$K_3^{н.р.} = \frac{2545,3}{2 \cdot 2500} = 0,51 \leq 0,7.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, о. е.:

$$K_3^{ав.р.} = \frac{S_p}{S_H} \leq 1,4, \quad (20)$$

$$K_3^{ав.р.} = \frac{2545,3}{2500} = 1,02 \leq 1,4.$$

Выбираем [2] трансформатор ТМН-2500/110. Каталожные данные трансформатора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_H$ , МВ•А	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		$u_k$ , %	$I_{xx}$ , %	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	$P_{xx}$	$P_{кз}$			
ТМН	2,5	110	11	5,5	22	10,5		

2500/110								
----------	--	--	--	--	--	--	--	--

### 3.3 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения поселка предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение. Определим нестандартное напряжение системы внешнего электроснабжения по формуле Стилла, кВ:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_p}, \quad (21)$$

где  $l$  – расстояние от подстанции энергосистемы до подстанции поселка, равное 16 км;

$P_p$  – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке поселка, отнесенной к шинам высокого напряжения подстанции, представлена в таблице 1, МВт.

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{16 + 16 \cdot 2,5} = 32,7.$$

По стандартной шкале выбираем два близлежащих значения номинального напряжения, кВ:

$$\left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} U_{cm}^i \leq U \leq U_{cm}^c \quad (22)$$

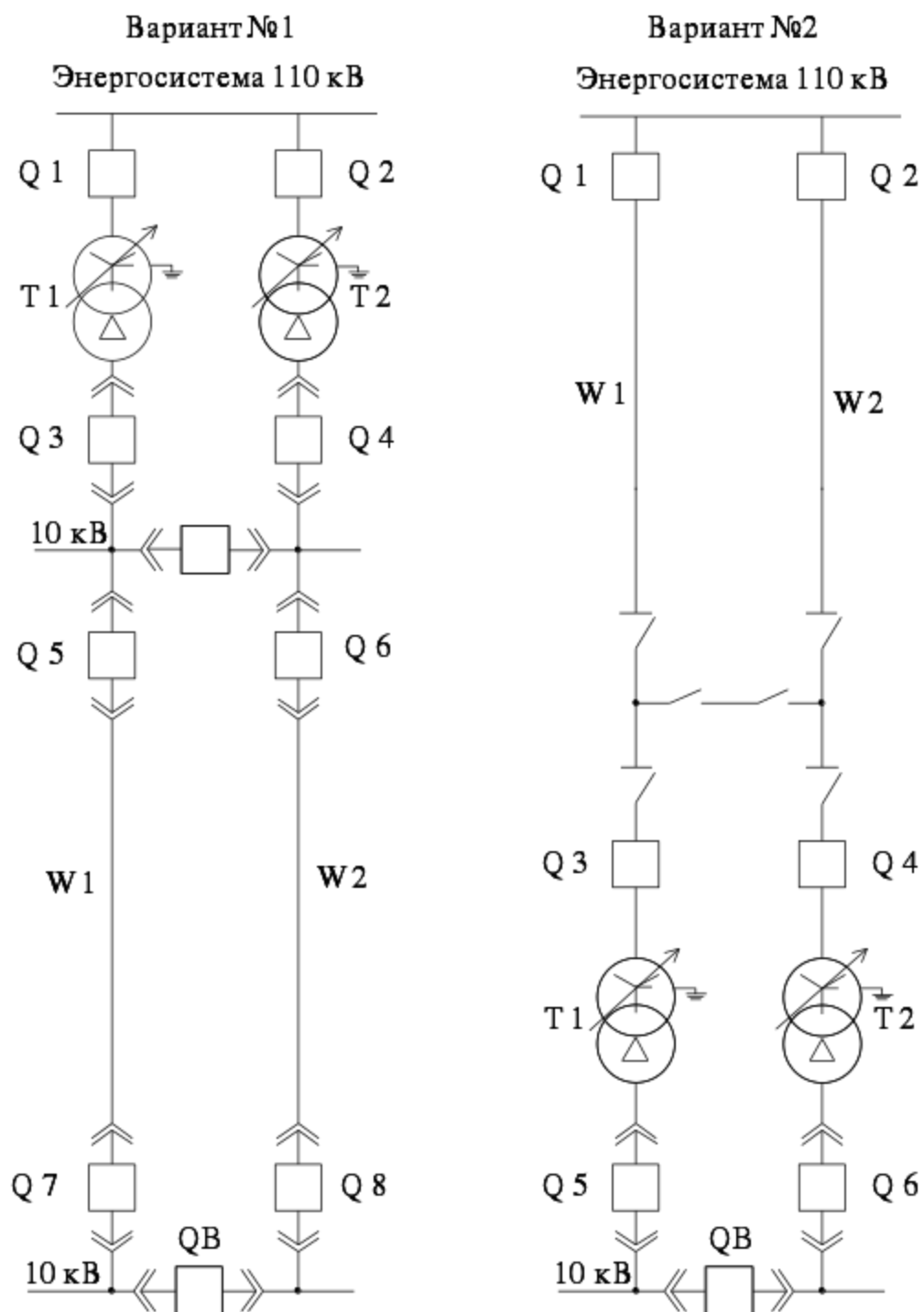
где  $U_{cm}^i, U_{cm}^c$  – стандартные значения номинального напряжения, кВ.

$$10 \leq 32,7 \leq 110.$$

Произведем технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения с разными напряжениями питания 10кВ и 110 кВ.

#### 4 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения поселка

Энергоснабжение жилого поселка предлагается осуществлять по двум схемам (вариантам): (1-й вариант) питание осуществляется от шин трансформатора энергосистемы кабельной линией 10 кВ; (2-й вариант) питание осуществляется воздушной линией 110 кВ от шин энергосистемы.





## Рисунок 2 – Варианты схем электроснабжения

Выбор оптимального варианта производится по формуле приведенных (обоснованных) затрат [1, с.99]:

$$Z = E \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \rightarrow \min, \quad (23)$$

где  $E$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;  
 $K_{\Sigma}, I_{\Sigma}$  – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения жилого поселка.

$E$  принимается как норма дисконта (по ключевой ставке Центробанка), равная 11 %.

### 4.1 Расчет капитальных затрат

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

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}}, \quad (24)$$

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

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

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс.руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}}, \quad (25)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l, \quad (26)$$

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

$l$  – длина воздушной линии, км

$$K_{\text{В}} = K_Q \cdot n_Q, \quad (27)$$

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

$n_Q$  – количество выключателей.

Капитальные затраты на ГПП, тыс.руб.:

$$K_{ГПП} = K_T + K_{B(ГПП)}, \quad (28)$$

$$K_T = K_0 \cdot n_T, \quad (29)$$

где  $K_0$  – стоимость одного трансформатора, тыс.руб.;

$n_T$  – число трансформаторов ГПП.

$$K_{B(ГПП)} = K_Q \cdot n_Q, \quad (30)$$

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

$n_Q$  – количество выключателей.

Общая стоимость оборудования корректируется на территориальный коэффициент 1,4 и коэффициент изменения цен 196,6.

Расчеты капиталовложений по 1 и 2 вариантам представлены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 – Расчет капиталовложений по 1 варианту

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт, длина линии, км	Стоимость единицы, в ценах 1984 г., тыс. руб.	Общая стоимость, в ценах 1984 г тыс. руб.	Общая стоимость с учетом территориального коэффициента, тыс. руб.	Общая стоимость с учетом изменения цен, тыс. руб.
Выключатели (ВВР 10 кВ)	2	0,6	1,2	1,7	330,3
Линии (АПвП 95 мм <sup>2</sup> )	16	5,1	81,6	114,2	22459,6
Итого по линиям Клэп = Клэп + Кв					22789,9
Выключатели (ВВР 10 кВ)	3	0,6	1,8	2,5	495,4
Итого по ЦРП Кцрп = Кв					495,4
Всего К = Клэп + Кцрп					23285,3

Таблица 5 – Расчет капиталовложений по 2 варианту

Составляющие затрат	Количество оборудования, шт,	Стоимость единицы, в ценах 1984	Общая стоимость, в ценах 1984	Общая стоимость с учетом территориального	Общая стоимость с учетом
---------------------	------------------------------	---------------------------------	-------------------------------	---	--------------------------

	длина линии, км	г., тыс. руб.	г тыс. руб.	коэффициента, тыс. руб.	изменения цен, тыс. руб.
Выключатели (ВГТ 110 кВ)	2	25,5	51,0	71,4	14037,2
Линии (АС-70/11)	16	3,8	60,8	85,1	16734,6
Итого по линиям Клэп = Клэп + Кв					30771,8
Выключатели (ВГТ 110 кВ)	2	25,5	51,0	71,4	14037,2
Выключатели (ВВР 10 кВ)	3	0,6	1,8	2,5	495,4
Трансформаторы (ТМН-2500/110)	2	4,7	9,4	13,2	2587,3
Итого по ГПП Кгпп = Кв+Ктр					17119,9
Всего К = Клэп + Кгпп					47891,8

#### 4.2 Расчет ежегодных (эксплуатационных) затрат

Суммарные ежегодные издержки в сравниваемых вариантах схем внешнего электроснабжения, тыс.руб/год [1, с.99-105]:

$$I_{\text{ГПП}} = I_a + I_o + I_{\text{нэ}}, \quad (31)$$

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

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

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

Затраты на амортизацию, тыс. руб:

$$I_a = H_a \cdot K, \quad (32)$$

где  $H_a$  – норма амортизации, определяется с учетом срока полезного использования.

$$H_a = \frac{1}{T}, \quad (33)$$

где  $T$  – срок полезного использования [1, табл.6.1].

Затраты на обслуживание, тыс. руб. [1, табл.6.2]:

$$I_o = H_o \cdot K, \quad (34)$$

где  $H_o$  – норма по обслуживанию

Расчет ежегодных издержек по 1 и 2 вариантам представлены в таблицах 6, 7.

Таблица 6 – Расчет ежегодных издержек по 1 варианту

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации, о. е.	Норма обслуживания, о. е.	Расчетная величина, тыс. руб.
Затраты на амортизацию в том числе				
ЛЭП	22459,6	0,08		1871,6
Выключатели	825,7	0,055		45,4
Итого затраты на амортизацию				1917,0
Затраты на обслуживание, в том числе				
ЛЭП	22459,6		0,008	179,7
Выключатели	825,7		0,059	48,7
Итого затрат на обслуживание				228,4
Всего ежегодных издержек				2145,4

Таблица 7 – Расчет ежегодных издержек по 2 варианту

Показатель	Капитальные затраты, тыс. руб.	Норма амортизации, о. е.	Норма обслуживания, о. е.	Расчетная величина, тыс. руб.
Затраты на амортизацию в том числе				
ЛЭП	16734,6	0,08		1394,5
Трансформаторы	2587,3	0,055		142,3
Выключатели	28569,9	0,055		1571,3
Итого затраты на амортизацию				3108,2
Затраты на обслуживание, в том числе				
ЛЭП	16734,6		0,008	133,9
Трансформаторы	2587,3		0,059	152,6
Выключатели	28569,9		0,059	1685,6
Итого затрат на обслуживание				1972,1
Всего ежегодных издержек				5080,3

### 4.3 Стоимость годовых потерь электроэнергии

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{n}, \quad (35)$$

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

$l$  – длина воздушной линии, км;

$n$  – количество параллельно подключенных цепей, шт.

Годовые потери энергии в линии, кВт•ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau, \quad (36)$$

где  $\Delta P_{ВЛ}$  – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;

$\tau$  – время максимальных потерь, ч.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{макс}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (37)$$

где  $T_{макс}$  – число часов использования максимума нагрузки, ч.

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт•ч:

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \cdot \Delta P_{хх} \cdot T_{год} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{ном.Т}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (38)$$

где  $\Delta P_{хх}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт [2];

$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [2].

Годовые потери энергии, кВт•ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta \mathcal{E}_T. \quad (39)$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$И_{нэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (40)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт•ч;

$\beta$  – стоимость 1 кВт•ч электроэнергии, тыс. руб./кВт•ч.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886.$$

Расчет потерь электроэнергии по 1 варианту.

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{(2545,3)^2}{10^2} \cdot \frac{0,32 \cdot 16 \cdot 10^{-3}}{2} = 165,9,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 165,9 \cdot 2886 = 478680,6,$$

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = 478680,6,$$

$$I_{нэ} = 0,00388 \cdot 478680,6 = 1857,3.$$

Средняя себестоимость для 10 кВ принимается 0,00388 тыс. руб./кВт•ч (с НДС).

Расчет потерь электроэнергии по 2 варианту.

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{(2545,3)^2}{110^2} \cdot \frac{0,428 \cdot 16 \cdot 10^{-3}}{2} = 1,8,$$

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 1,8 \cdot 2886 = 5291,2,$$

$$\Delta \mathcal{E}_T = 2 \cdot 5,5 \cdot 8760 + \frac{\text{LINK Excel.Sheet.12 C:\Users\Pилюгин Геннадий}}{\text{LINK Excel.Sheet.12 C:\Users\Pилюгин Геннадий}}$$

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta \mathcal{E}_T = 5291,2 + 129269,3 = 134560,5,$$

$$I_{нэ} = 0,00276 \cdot 134560,5 = 371,4.$$

Средняя себестоимость для 110 кВ принимается 0,00276 тыс. руб./кВт•ч (с НДС).

Результаты расчетов потерь электроэнергии представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет потерь электроэнергии

Показатель	Варианты	
	1	2
$T_{\text{макс}}$ , ч	4500	
$\tau$ , ч	2886	
$\Delta P_{\text{вл}}$ , кВт	165,9	1,8
$\Delta \mathcal{E}_{\text{вл}}$ , кВт·ч	478680,6	5291,2
$\Delta \mathcal{E}_{\text{т}}$ , кВт·ч	0	129269,3
$\Delta \mathcal{E}$ , кВт·ч	478680,6	134560,5
$I_{\text{п}}$ , тыс. руб.	1857,3	371,4

Результаты расчетов капиталовложений, ежегодных издержек и потерь электроэнергии представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технико-экономическое сравнение вариантов

Показатель	Варианты	
	1	2
Капитальные вложения, тыс. руб.	23285,3	47891,8
Ежегодные издержки,		
Всего, тыс. руб./год в т.ч.	4002,7	5451,7
На амортизацию, тыс. руб./год	1917,0	3108,2
На обслуживание, тыс. руб./год	228,4	1972,1
Потери, тыс. руб./год	1857,3	371,4
Обоснованные затраты, тыс. руб./год	6564,1	10719,8

Выводы: выбираем вариант 1, т. к. он имеет наименьшие обоснованные затраты.

## 5 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в сети, определяют в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число трансформаторов;
2. Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ послека.

Суммарная расчетная мощность НБК, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}}, \quad (41)$$

где  $Q_{\text{НБК1}}$  и  $Q_{\text{НБК2}}$  – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

### 5.1 Выбор оптимального числа трансформаторов

Минимальное число трансформаторов  $N_{\text{min}}$  одинаковой мощности, предназначенных для питания нагрузок:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{cp}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}}} + \Delta N, \quad (42)$$

где  $P_{\text{cp}}$  – средняя активная мощность нагрузок за наиболее нагруженную период, принимаем равной  $P_p$ , кВт;

$K_3$  – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о.е.;

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов  $N_{\text{opt}}$  определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от  $N_{\text{min}}$  на величину  $m$ .

$$N_{\text{opt}} = N_{\text{min}} + m, \quad (43)$$

где  $m$  – дополнительно установленные трансформаторы [4].



Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов КТП1.

1. Учитывая величину нагрузки, принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 250 кВ•А и с коэффициентом загрузки 0,75.

2. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\min} = \frac{161,6}{0,75 \cdot 250} + 0,14$$

3. Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = 1$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор цеховых трансформаторов

ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВт	Количество тр-ров	$S_{\text{ном.Т}}$ , кВ•А	$K_3$	$\Delta N$	$N_{\min}$	$m$	$N_{\text{опт}}$
КТП1	161,6	78,3	1	250	0,75	0,14	1,00	0	1
КТП2	133,3	64,6	1	250	0,75	0,29	1,00	0	1
КТП3	161,6	78,3	1	250	0,75	0,14	1,00	0	1
КТП4	255,6	123,8	1	400	0,75	0,15	1,00	0	1
КТП5	255,6	123,8	2	250	0,75	0,64	2,00	0	2
КТП6	104,6	50,7	1	250	0,75	0,44	1,00	0	1
КТП7	161,6	78,3	1	250	0,75	0,14	1,00	0	1
КТП8	161,6	78,3	1	250	0,75	0,14	1,00	0	1

КТП9	104,6	50,7	1	250	0,75	0,4 4	1,0 0	0	1
КТП1 0	255,6	123,8	1	400	0,75	0,1 5	1,0 0	0	1
КТП1 1	104,6	50,7	1	250	0,75	0,4 4	1,0 0	0	1
КТП1 2	161,6	78,3	1	250	0,75	0,1 4	1,0 0	0	1
КТП1 3	161,6	78,3	1	250	0,75	0,1 4	1,0 0	0	1
КТП1 4	104,6	50,7	1	250	0,75	0,4 4	1,0 0	0	1
КТП1 5	255,6	123,8	1	400	0,75	0,1 5	1,0 0	0	1

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

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для КТП1, используя данные таблицы 9.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар:

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}})^2 - P_p^2}, \quad (44)$$

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(1 \cdot 0,75 \cdot 250)^2 - 161,6^2} = 95,8.$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар:

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_p - Q_{\text{макс.Т}}, \quad (45)$$

$$Q_{\text{НБК1}} = 78,3 - 95,8 = -17,5.$$

Так как  $Q_{\text{НБК1}} < 0$ , то для данной группы трансформаторов реактивная мощность  $Q_{\text{НБК1}}$  принимается равной нулю.

Расчетную мощность НБК  $Q_{\text{НБК}}$  округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок [4].

Если в расчетах окажется, что  $Q_{НБК1} < 0$ , то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая  $Q_{НБК1}$  будет равна нулю).

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных КТП представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

ТП	$Q_{\text{макс.Т}}$	$Q_{НБК1}$	$Q_{НБК2}$	$Q_{НБК}$	$Q_{НБК.станд}$	Кол-во	Тип НБК
КТП1	95,8	-17,5	0	-17,5	–	–	–
КТП2	132,1	-67,6	0	-67,6	–	–	–
КТП3	95,8	-17,5	0	-17,5	–	–	–
КТП4	158,2	-34,4	0	-34,4	–	–	–
КТП5	275,2	-151,4	0	-151,4	–	–	–
КТП6	155,2	-104,5	0	-104,5	–	–	–
КТП7	95,8	-17,5	0	-17,5	–	–	–
КТП8	95,8	-17,5	0	-17,5	–	–	–
КТП9	155,2	-104,5	0	-104,5	–	–	–
КТП10	158,2	-34,4	0	-34,4	–	–	–
КТП11	155,2	-104,5	0	-104,5	–	–	–
КТП12	95,8	-17,5	0	-17,5	–	–	–
КТП13	95,8	-17,5	0	-17,5	–	–	–
КТП14	155,2	-104,5	0	-104,5	–	–	–
КТП15	158,2	-34,4	0	-34,4	–	–	–

### 5.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий в поселка можно представить все как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и два типа источников реактивной мощности: энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

Баланс реактивной мощности в узле 10 кВ поселка имеет вид:

$$Q_{p\Sigma} - Q_{ВБК} - Q_{\varepsilon} + \Delta Q_{кмн} - Q_{НБК} = 0 \quad (46)$$

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

$$Q_{ВБК} = Q_{p\Sigma} - Q_{\varepsilon} + \Delta Q_{кmn} - Q_{НБК}, \quad (47)$$

$$Q_{ВБК} = 1232,3 - 737,9 + 282,7 - 0 = 777,1.$$

Устанавливаем 2ВБК типа УКЛ 57-10,5-450УЗ.

## 6 Выбор воздушных линий

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать провода, которые соединяют ЦРП с КТП и КТП, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет самого нагруженного участка ЦРП-КТП3.

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{1327,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 77.$$

По справочным материалам выбираем провод марки АС [1].

По [1] и на основе проведенных расчетов выбираем провод АС с сечением провода  $16 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 111 \text{ А}$ .

Следовательно, выполняется условие:

$$I_{\text{доп. расч}} = 77 \leq I_{\text{доп}} = 111.$$

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представим в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	Длина, м	$S_p$ , кВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{раб. макс}}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$F_{\text{ст}}$ , мм <sup>2</sup>	Марка провода
ЦРП-КТП13	86	875,8	10	51	111	16	АС
КТП13-КТП8	219	696,2	10	40	84	10	АС
КТП8-КТП11	105	516,6	10	30	84	10	АС
КТП11-КТП4	96	284,0	10	16	84	10	АС
КТП11-КТП6	144	116,3	10	7	84	10	АС
ЦРП-КТП3	171	1327,6	10	77	111	16	АС
КТП3-КТП15	75	1148,0	10	66	111	16	АС
КТП15-КТП7	60	864,0	10	50	111	16	АС
КТП7-КТП9	11	684,4	10	40	84	10	АС
КТП9-КТП10	138	568,1	10	33	84	10	АС
КТП10-КТП5	105	284,0	10	16	84	10	АС

ЦРП-КТП2	135	907,6	10	52	111	16	АС
КТП2-КТП1	135	759,5	10	44	84	10	АС
КТП1-КТП12	120	579,9	10	34	84	10	АС
КТП12-КТП5	99	284,0	10	16	84	10	АС
КТП12- КТП14	144	116,3	10	7	84	10	АС

## 7 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [5], при базисных условиях.

Для выбора и проверки электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

начальное значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

начальное значение апериодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

ударный ток КЗ.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 3.

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2015Professional и представлен в Приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$U_6$ , кВ	$I_6$ , кА	$I_{по} = I_{пт}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1	10,5	5,499	0,999	2,6
К2	10,5	5,499	0,975	2,482
К3	0,4	144,339	6,962	9,846

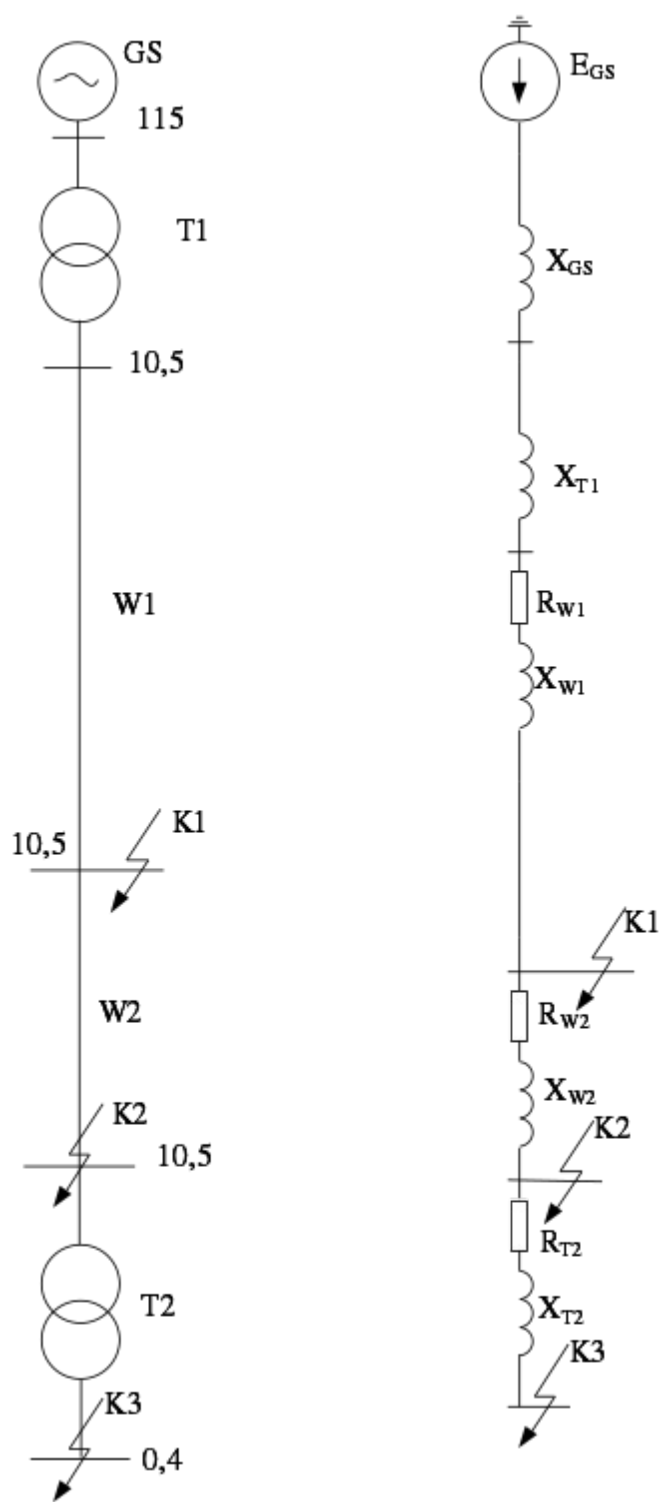


Рисунок 3 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ



## 8 Выбор оборудования

### 8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$  ;
- 2) Условие длительного нагрева  $I_{раб. макс} \leq I_{ном}$  ;
- 3) Ток отключения выключателя  $I_{от} \leq I_{отк. ном}$  ;
- 4) Динамическое действие тока КЗ  $i_y \leq I_{пр. с кв}$  ;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ  $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$  .

#### 8.1.1 Выбор выключателей на стороне приходящих линий 10 кВ

Токи нормального и аварийного режимов работы, А:

$$I_{рВЛ} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (48)$$

$$I_{рВЛ} = \frac{2827,0}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 82,$$

$$I_{раб. макс} = 2 \cdot I_{рВЛ}, \quad (49)$$

$$I_{раб. макс} = 2 \cdot 82 = 164.$$

В цепи приходящих линий и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 14 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/630
$U_{уст} \leq U$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{раб. макс}$	$I_{раб. макс} = 164$	$I_{ном} = 630$

$I_{nt} \leq I_{омт}$	$I_{nt} = 0,999 \text{ кА}$	$I_{омк.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{np.св}$	$i_y = 2,6 \text{ кА}$	$I_{np.св} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t$	$B_K = 0,999^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 0,1998 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 8.1.2 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи кабельных линий

Выбор оборудования производим по наиболее нагруженной КЛ, а именно ЦРП-КТП22.

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (50)$$

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{1327,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 77.$$

В цепи КЛ принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 15– Проверка условий выбора выключателя и разъединителя цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/630
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб. макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб. макс}} = 77$	$I_{\text{ном}} = 630$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{отк. ном}}$	$I_{\text{нт}} = 0,999 \text{ кА}$	$I_{\text{отк. ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{пр. скв}}$	$i_y = 2,6 \text{ кА}$	$I_{\text{пр. скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 0,999^2 \cdot (0,1 + \dots) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ используем рассчитанные выше выключатели ВВР-10-20/630.

## 8.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

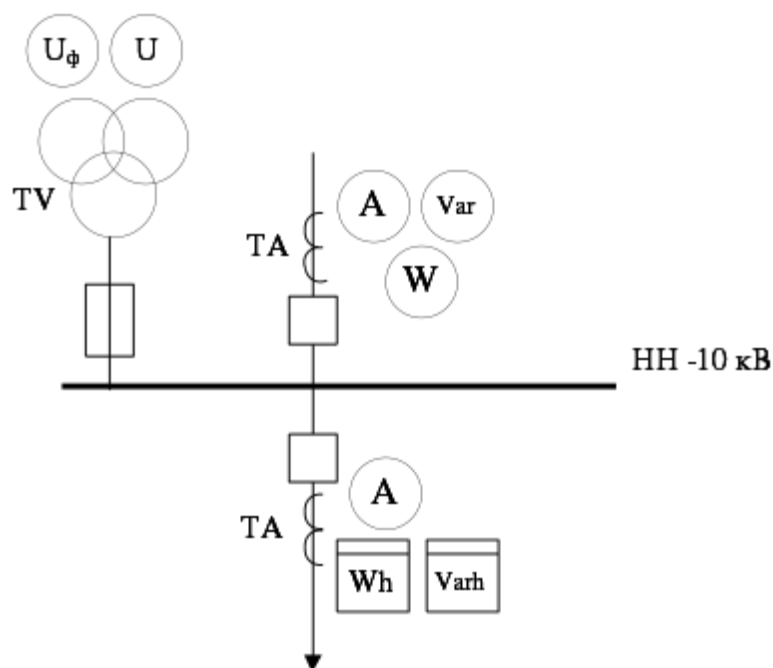


Рисунок 4 – Измерительные приборы в цепи ЦРП

Таблица 16 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи приходящих линий 10 кВ

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,6		0,6	Д304Б
Итого:	1,6		1,6	

Полная мощность приборов, В•А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,6, \quad (51)$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2}, \quad (52)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064,$$

где  $I_2$  – вторичный номинальный ток.

### 8.2.1 Выбор ТТ на стороне приходящих линий

На стороне НН принимаем ТПОЛ-10-200/5.

$$I_{\text{раб. макс}} = 164.$$

Вторичная нагрузка трансформатора

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

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

Сопротивление проводов, Ом:

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

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036.$$

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}},$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{1,036} = 0,28.$$

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

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

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2.$$

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

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q},$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08.$$

Вторичная нагрузка, Ом:

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

Таблица 17 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне приходящих линий

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТПОЛ-10-200/5
	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 164 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_{\text{к}} \leq (\kappa_{\text{т}} I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}} = 0,008 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\text{к}} = 0,12 \text{ кА}^2 \text{ с}$

### 8.2.2 Выбор ТТ в цепи кабельной линии

На отходящих КЛ трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной КЛ ЦРП-КТП22, рассчитанной вышевыбираем трансформатор тока ТЛК-10-100/5 УЗ.

Таблица 18 – Нагрузки трансформаторов тока на кабельной линии

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

Полная мощность приборов, В•А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{HH} = 0,6,$$

Сопротивление приборов, Ом:

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024,$$

$$I_{\text{раб. макс}} = 77.$$

Вторичная нагрузка трансформатора

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

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

Сопротивление проводов, Ом:

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

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,28.$$

Сечение проводов, мм<sup>2</sup>:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}},$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,28} = 1,05,$$

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

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

$$q_{\text{см}} = 4 \text{ мм}^2.$$

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

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q},$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08.$$

Вторичная нагрузка, Ом:

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

Таблица 19 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-100/5 УЗ
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 77 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (\kappa_T I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_k = 0,0018 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 0,03 \text{ кА}^2 \text{ с}$

### 8.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

- 1) Напряжение установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$  ;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности  $S_2 < S_{2\text{ном}}$ .



Таблица 20 – Измерительные приборы на ЦРП

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, вар
	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	6	12	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	6	24	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Полная мощность приборов, В•А:

$$\sum S_{приб}^{HH} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (58)$$

$$\sum S_{приб}^{HH} = \sqrt{(4+4+12+24+2)^2 + 0^2} = 6,8.$$

Выбираем НАМИ-10 У2, класс точности 0,5.

$$S_{ном} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таблица 21 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2ном}$	$S_2 = 6,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2ном} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают 1,5 мм<sup>2</sup> для медных жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил. Для НН возьмем кабель АКРВГ 2,5 мм<sup>2</sup>.

#### 8.4 Выбор автоматических выключателей

Автоматический воздушный выключатель предназначен для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких

замыканиях, перегрузках, для оперативных включений и отключений электрических цепей напряжение до 1000 В.

Выбор автоматических выключателей производится по:

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

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

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}}$$

$$I_{номНН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot LINK Excel.Sheet.12 C:\Users\Pilugin Геннадий\Desktop\Д}$$

$$I_{раб. макс} = 1,4 \cdot I_{номНН}$$

$$I_{раб. макс} = 1,4 \cdot 577 = 808 \text{ .}$$

Выбираем автоматический выключатель ВА55-43 [4].

Таблица 22 – Проверка условий выбора автоматического выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВА55-43
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{раб. макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб. макс} = 808 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{отк. ном}$	$I_{nt} = 6,962 \text{ кА}$	$I_{отк. ном} = 47,5 \text{ кА}$

## 8.5 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции КЛ устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

ОПН–КР/TEL–10/12.0 УХЛ2– предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ КУ-6С.

Таблица 23– Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные
	ОПН–КР/TEL–10/12.0 УХЛ2
$U_{ном}$ , кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{нр}$ , кВ	12,0
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	3,70

## 8.6 Выбор плавких предохранителей на напряжение 10 кВ

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

На напряжение 6 – 10кВ понижающих цеховых КТП устанавливаем и защиты трансформаторов напряжения применяем предохранители ПКТ.

Условия выбора:

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

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}},$$

$$I_{номВН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,$$

$$I_{раб. макс} = 1,4 \cdot I_{номВН},$$

$$I_{раб. макс} = 1,4 \cdot 23 = 32.$$

Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора, А:

$$I_{в. ном} \geq 2 \cdot I_{номВН},$$

$$I_{в. ном} = 2 \cdot 23 = 46.$$

По [4] для трансформатора мощностью 400 кВА и его номинального тока на стороне 10 кВ определяем номинальный ток плавкой вставки предохранителя, он равен 40 А.

Выбираем предохранитель ПКТ1-10-40-12,5УЗ [3].

Таблица 24 – Каталожные данные предохранителя

Условия Выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Плавкий предохранитель ПКТ1-10-40-12,5УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб. макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб. макс} = 32 \text{ А}$	$I_{ном} = 40 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{отк. ном}$	$I_{nt} = 0,975 \text{ кА}$	$I_{отк. ном} = 12,5 \text{ кА}$

### 8.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд ЦРП зависит от типа РП. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на РП выполненных по упрощенным схемам. Это – шкафы КРУ, а так же освещение РП.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд РП являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы РП, но не более 630 кВ·А.

Таблица 25 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Электроприемники	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
Шкафы РЗ	0,5	14	7
Шкафы КРУ	0,6	14	8,4
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Нагрузка потребляемая	1,8	1	1,8

оперативными цепями			
Итого:			27,2

Для рассматриваемого РП принимаем два ТСЗ-100/10.

## 9 Релейная защита фидера 10 кВ

Повреждения и ненормальные режимы работы.

Основные повреждения:

- междуфазные КЗ;
- однофазные замыкания на землю;

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

Для защиты фидера 10 кВ используется ступенчатая релейная защита. 1- ступень ТО от междуфазных КЗ и от замыканий на землю; 2- ступень ТОВВ от междуфазных КЗ; 3- ступень МТЗ от сверх токов внешних КЗ.

Максимальная токовая защита (МТЗ) - отключает фидер при превышении тока уставки с выдержкой времени. Токовая отсечка отключает фидер без выдержки времени при появлении в сети больших токов короткого замыкания.

9.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

### 1. ТА1 (НН)

Номинальный ток фидера, А:

$$I_n^{ВЛ} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_n^{ВЛ} = \frac{1327,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 77,$$

где  $S_p$  – расчетная мощность фидера, кВ•А;  
 $U_{ном}$  – номинальное напряжение фидера, кВ.

Расчетный ток фидера, А:

$$I_{ТА1}^{расч} = I_n^B \cdot k_{сх}, \tag{53}$$

$$I_{ТА1}^{расч} = 77 \cdot 1 = 77,$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «звезда»,  $k_{cx}=1$  .

Выбираем трансформатор тока ТЛК-10-100/5 У3:

– номинальный ток  $I_{ном}=100\text{ А}$  ;

– коэффициент трансформации  $n_{ТА1}=100/5$  .

2. Выбираем трансформаторы напряжения TV1 –на стороне НН:

$$n_{TV1} = \frac{U_n^B}{100} = \frac{10000}{100} . \quad (54)$$

Тип TV1 – НАМИ-10 У2.

## 9.2 Защита от многофазных КЗ и замыканий на землю (ТОМД)

Для защиты от многофазных КЗ применяем токовую отсечку мгновенного действия (ТОМД). Комплект защиты: блок Сириус-2-Л.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{сз} = 4 \cdot I_n , \quad (55)$$

$$I_{сз} = 4 \cdot 77 = 308 .$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{ТА1}} , \quad (56)$$

$$I_{ср} = 308 \cdot \frac{1}{\frac{100}{5}} = 15,3 ,$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы, для схемы «звезда» принимают 1;  
 $n_{ТА1}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока ТА1.

Проверка защиты по чувствительности:



$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (57)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{766}{308} = 2,50 \geq 2,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

### 9.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ (МТЗ)

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок Сириус-2-Л.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сз}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб. макс}}, \quad (58)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 77 = 216,7,$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;  
 $k_{\text{сз}}$  – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;  
 $k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата принимают равным 0,85;  
 $I_{\text{раб. макс}}$  – максимальный рабочий ток стороны НН.

$$I_{\text{раб. макс}} = 77. \quad (59)$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА2}}},$$

$$I_{\text{ср}} = 216,7 \cdot \frac{1}{\frac{100}{5}} = 3,6.$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{c3}},$$

$$k_q = \frac{766}{216,7} = 3,6 \geq 1,5,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

## **10 Безопасность проекта системы электроснабжения поселка Манзя**

### 10.1 Идентификация и анализ опасных и вредных факторов, условий и причин их проявления в электроустановках

В данном разделе дипломного проекта рассматриваем главную понизительную подстанцию (ГПП), которая служит для трансформации и передачи электроэнергии. Питание ГПП осуществляется от трансформаторов внешней энергосистемы ТДН-25000/110. На ГПП расположено два трансформатора типа ТМН-2500/110, через которые питаются комплектные трансформаторные подстанции поселка.

По действующему значению напряжения ГПП относится к электроустановкам выше 1 кВ.

По степени защищенности от внешних атмосферных воздействий ГПП относится к открытым (ПУЭ).

ГПП относится к специальному электропомещению, на территории которого может находиться только квалифицированный персонал (по ПУЭ).

По ПУЭ территория ГПП в отношении опасности поражения людей электрическим током относится к особо опасной, т. к. является открытым.

Питание ГПП осуществляется по воздушным линиям АС-70/11; питание трансформаторных подстанций от ГПП – по кабельным линиям.

Режимы работы нейтрали трансформатора ТМН-2500/110: со стороны ВН глухозаземленная, НН – изолированная. Величина линейного напряжения со стороны ВН – 110кВ; линейное напряжение со стороны НН – 10кВ. Род тока – переменный (частота 50 Гц).

Основные условия поражения на ГПП персонала являются:

- Доступ к открытым токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- Внезапное появление напряжения на металлических корпусах и кожухах электрооборудования при нарушении электроизоляции вследствие старения, коротких замыканий, коммутационных и атмосферных перенапряжений;
- Внезапное появление напряжения шага при коротких замыканиях тока на землю через упавший на землю токопровод, нарушенную изоляцию

кабеля, металлический корпус (кожух) электрооборудования и тело человека, случайно оказавшиеся под напряжением;

- Случайное появление напряжения на отключенных токоведущих частях в процессе ремонта вследствие ошибочных включений, обратной трансформации тока, наведенного напряжения, остаточных емкостных токов, возможных перетоков.

Таблица 26 – Наибольшие предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

Частота 50 Гц, сеть 110кВ, нейтраль глухо заземлённая	Нормируемая величина	Продолжительность воздействия тока, с						
		0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	3,0	От 3 до 10
$U_{пр}$ , В		50	25	10	75	50	36	12
		0	0	0				
$I_h$ , мА		50	25	10	75	50	6	6
		0	0	0				

Таблица 27 – Допустимые значения напряжений прикосновения (U) и токов (I) при нормальном режиме работы электроустановок

Род тока	U, В	I, мА
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3

Категория электроприемников поселка в отношении надежности электроснабжения – первая.

Состояние внешней среды в зоне расположения ГПП:

- Категория площадки ГПП по степени сырости – сырое (относительная влажность воздуха более 75%);
- Без химически (биологически) активных сред.

Категория наружной электроустановки по пожарной опасности – Вн.

Категория помещения (ЗРУ) по взрывопожарной и пожарной опасности – ВЗ, общеподстанционного пункта управления (ОПУ) – Д.

Класс пожароопасной зоны ГПП – ПШ.

Основное взрывопожароопасное вещество, используемое на ГПП – трансформаторное масло. Температура вспышки трансформаторного масла – 135°С (ГОСТ 982-80). Допустимая температура нагрева обмоток масляного трансформатора (ТДН) - 65°С (ГОСТ 11677-85). Допустимая температура нагрева провода марки АС (при температуре окружающего воздуха +25°С) - 70°С.

На ГПП возникают следующие классы пожаров:

1. В1 - горение жидких веществ, нерастворимых в воде (трансформаторное масло);
2. D1 – горение легких металлов (алюминий);
3. Е – горение электроустановок.

Аварии на подстанции могут произойти в результате неожиданных повреждений оборудования, нарушений в работе оборудования от возможных перенапряжений и воздействий электрической дуги, отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики, аппаратов вторичной коммутации, ошибочных действий персонала (оперативного, ремонтного, производственных служб).

Причинами неожиданных повреждений оборудования, как правило являются некачественный монтаж и ремонт оборудования (например, отказы выключателей из-за плохой регулировки передаточных механизмов и приводов), неудовлетворительная эксплуатация оборудования, неудовлетворительный уход, например, за контактными соединениями, что приводит к их перегреву с последующим разрывом цепи рабочего тока и возникновению короткого замыкания, дефекты конструкций и технологии изготовления оборудования (заводские дефекты), естественное старение и форсированные износы изоляции. Например, систематическое превышение температуры обмоток трансформатора сверх допустимой на 6°С сокращает срок возможного использования его изоляции вдвое.

Причинами нарушений в работе электроустановок могут быть грозовые и коммутационные перенапряжения, при этом повреждается изоляция трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого оборудования. Чрезмерное загрязнение и увлажнение изоляции способствуют ее перекрытию и пробое.

Однофазные замыкания на землю в сетях 110кВ, сопровождающиеся горением заземляющих дуг (вследствие недостаточной компенсации емкостных токов), приводят к перенапряжениям, а непосредственное

воздействие заземляющих дуг к разрушению изоляторов, расплавлению шин, выгоранию цепей вторичной коммутации в ячейках КРУ.

Причины отказов и работе устройств релейной защиты, автоматики и аппаратуры вторичной коммутации следующие: неисправности электрических и механических частей реле, нарушения контактных соединений, обрывы жил контрольных кабелей, цепей управления и т.д., неправильный выбор или несвоевременное изменение уставок и характеристик реле, ошибки монтажа и дефекты в схемах релейной защиты и автоматики, неправильные действия персонала при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики.

Причинами ошибочных действий персонала при выполнении переключений в большинстве случаев являются нарушения оперативной дисциплины, пренебрежительное отношение к требованиям правил технической эксплуатации, недостаточное знание инструкций, невнимательность, отсутствие контроля за собственными действиями и др.

Вид труда электротехнического персонала – физический, операторский (работники ОПУ), умственный.

В связи с этим опасные и вредные факторы, связанные с работами на электроустановках:

1. Психофизиологические

- физические перегрузки (статические; динамические);
- нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение; перенапряжение анализаторов; монотонность труда; эмоциональные перегрузки.).

2. Физические

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества;
- отсутствие или недостаток естественного света;

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- прямая и отраженная блескость;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

3. Химические (продукты разложения материала изоляции элегазовых выключателей).

10.2 Защитные меры и средства, обеспечивающие нормативную надежность и безопасность устройства, эксплуатации и обслуживания электроустановок

10.2.1 Защитные меры и средства, обеспечивающие недоступность токоведущих частей под напряжением

Для того, чтобы предотвратить случайное приближение человека на опасное расстояние к рассматриваемой электроустановке ГПП 110/10 кВ, предусмотрены:

- Расположение открытых токоведущих частей на недоступной высоте; кабель проложен в траншеях; доступ в ОРУ возможен только с группой допуска не ниже IV и осуществляется по специальному списку;
- Осуществляется периодический контроль изоляции;
- При работе на электроустановке, т.е. монтаже, ремонте или осмотре, вывешиваются плакаты;
- Персонал использует изолирующие средства: для установок выше 1 кВ, которые находятся на территории ГПП, применяют основные (способные длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки) – изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения; вспомогательные – диэлектрические перчатки, боты и ковры;
- Используют временные переносные ограждения – щиты.

При напряжении 110кВ допустимое расстояние от токоведущих частей, находящихся под напряжением до людей или применяемых ими

инструментов – 0,6 м; до грузоподъемных машин, стропов, грузозахватных механизмов и грузов – 1 м.

#### 10.2.2 Средства и меры безопасности при случайном появлении напряжения на металлических корпусах электрооборудования и шагового напряжения

В данном случае на ГПП для обеспечения безопасности применяются следующие средства и меры:

- изоляция токоведущих частей и ее периодический контроль, то есть измерение ее сопротивления при приеме электроустановки после монтажа, периодически в сроки, устанавливаемые правилами и нормами испытания изоляции (согласно ГОСТ 12.3.032-84, СНиП 3.05.06-85.Электротехнические устройства и ПОТЭУ 2014г);
- Оборудование (выключатели, разъединители, предохранители, трансформаторы тока и напряжения) выбрано согласно рассчитанным значениям токов короткого замыкания. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования выполнены в разделах 7, 8 дипломного проекта.
- Релейная защита (токовая защита от междуфазных коротких замыканий; максимальная токовая защита от перегрузок). Расчет релейной защиты выполнен в разделе 10.
- Применяется защитное заземление – электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (согласно ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление. Зануление). Расчет заземления выполнен в разделе 9.
- Применяется грозозащита для предотвращения удара молнии или устранения опасных последствий. Рассчитана согласно РД 34.21.122-87 в разделе 9. Также предусмотрена защита от перенапряжений (по ГОСТ Р 50571.26-2002), а именно установлены ограничители перенапряжений типа ОПН-П/ЗЭУ-35/40,5/10/550 УХЛ1 и ОПН-КР/ТЕЛ-6/12.0 УХЛ2;
- Осуществлено электрическое разделение электросетей с помощью трансформаторов тока, значение вторичного тока которых составляет всего 5 А.
-



### 10.2.3 Организационные и технические мероприятия, обеспечивающие нормативную безопасность при обслуживании, ремонтах, осмотрах электроустановок

Данный вопрос рассмотрим на примере технического обслуживания элегазовых выключателей марки ВГБ.

Техническое обслуживание выключателя сводится к периодическим осмотрам выключателя, протяжке болтовых соединений выключателя и привода, контролю давления элегаза и повышению давления с помощью поддавливания от баллона с элегазом, периодическим испытаниям выключателя, замене изношенных контактов.

Осмотры выключателей производятся не реже 1 раза в сутки.

Категория работ – вблизи токоведущих частей под напряжением.

Категория персонала – оперативный. Требование: знание ПУЭ, правил безопасности, правил оказания первой медицинской помощи, правил применения средств защиты, должностных и производственных инструкций, инструкций по охране труда, принцип действия выключателя и привода ПЭМУ-250 или ПЭМ-3; группа по электробезопасности не ниже IV.

Работа осуществляется по наряду-допуску, который выписывается в двух экземплярах. Порядок выдачи наряда изложен в Межотраслевых правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Лица, ответственные за безопасное ведение работ: выдающий наряд, ответственный руководитель работ, допускающий, производитель работ (из числа оперативного персонала), наблюдающий.

Монтаж, наладку, регулирование и эксплуатацию выключателя в части требований ТБ необходимо производить в соответствии с действующими "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", заводских инструкций по эксплуатации выключателя и привода.

При дозаполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- персонал должен находиться с наветренной стороны оборудования;

- шланги и редуктор после окончания работ должны продуваться сжатым воздухом;

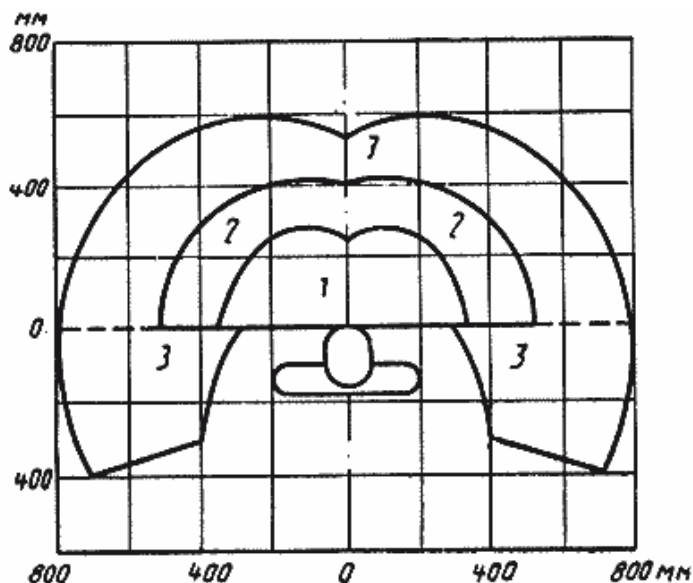
- должны применяться индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).

- работы по дозаправке производятся на месте установки выключателей (ОРУ).

### 10.3 Способы и средства повышения надежности, безопасности и эффективности производственной деятельности персонала

#### 10.3.1 Организация и оборудование рабочих помещений персонала

Рабочее место оператора, а также органы щитов управления, средства отображения информации по эргономическим требованиям организованы в соответствии с ГОСТ 22269-76. Кроме того, при организации рабочего места при выполнении работ стоя, учтен ГОСТ 12.2.033, а при организации рабочего места сидя – ГОСТ 12.2.032.



- 1 - зона для размещения очень часто используемых и наиболее важных органов управления (оптимальная зона моторного поля); 2 - зона для размещения часто используемых органов управления (зона легкой досягаемости моторного поля); 3 - зона для размещения редко используемых органов управления (зона досягаемости моторного поля)

Рисунок 5 – Зоны для выполнения ручных операций и размещения органов управления в горизонтальной плоскости

10.3.2 Нормализация параметров микроклимата в помещениях электроустановок, на рабочих местах

Данный вопрос рассмотрим на примере общеподстанционного пункта управления и закрытого распределительного устройства, т.к. они являются единственными отопляемыми помещениями на территории ГПП.

Категории работ по интенсивности энергозатрат на ГПП – Iб, IIа, IIб, III (СанПиН 2.2.4.548-96).

Таблица 28 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энерго-затрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIа	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб	17-19	16-20	60-40	0,2
	III	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Iб	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIа	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб	19-21	18-22	60-40	0,2

	III	18-20	17-21	60-40	0,3
--	-----	-------	-------	-------	-----

Таблица 29 – Рекомендуемые системы отопления и вентиляции

Помещение	Система отопления	Система вентиляции
Щит управления	Водяное, воздушное, электропечи	Естественная или приточно-вытяжная
Релейного щита и других панелей	То же	Естественная или приточно-вытяжная
Диспетчерский зал	То же	Приточно-вытяжная
Закрытая камера трансформатора	Не предусматривается	Естественная или приточно-вытяжная
Помещения маслохозяйства	Водяное, воздушное, совмещенное с вентиляцией	Естественная или приточно-вытяжная
Подсобные помещения	Водяное	Естественная или приточно-вытяжная

Согласно данным рекомендациям на территории ЗРУ 10кВ, где расположены вакуумные выключатели серии ВВР, установлена система приточно-вытяжной вентиляции (согласно техники безопасности эксплуатации данных выключателей). В ОПУ также установлена вентиляция данного типа.

Система отопления помещений – водяное.

10.3.3 Защита персонала от переохлаждения и перегрева при работе на открытом воздухе

Таблица 30 – Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха ниже допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч				
	Ia	Iб	IIa	IIб	III
6	-	-	-	-	1
7	-	-	-	-	2
8	-	-	-	1	3
9	-	-	-	2	4
10	-	-	1	3	5
11	-	-	2	4	6
12	-	1	3	5	7
13	1	2	4	6	8
14	2	3	5	7	-
15	3	4	6	8	-
16	4	5	7	-	-
17	5	6	8	-	-
18	6	7	-	-	-
19	7	8	-	-	-
20	8	-	-	-	-

При работе на холоде необходимо, с одной стороны, предупредить сильное охлаждение организма работающих, а с другой стороны – обеспечивать его быстрое согревание. Поэтому персонал, в первую очередь, использует теплую одежду.

Неблагоприятные метеорологические условия, при которых обязательны перерывы на согревание:  $-10^{\circ}\text{C}$  при скорости ветра 4-5 м/с, до  $-15^{\circ}\text{C}$  при скорости ветра 2 м/с, температура воздуха от  $-15$  до  $-20^{\circ}\text{C}$  при скорости ветра до 2 м/с и температура  $-20^{\circ}\text{C}$  и ниже при относительном штиле. Поэтому на предприятии предусмотрены периодические перерывы в работе с целью согревания в помещении, температура в котором постоянно поддерживается не ниже  $23^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 31 – Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-
31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	1
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	5	3
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5
27,5	-	7	5,5
27,0	-	8	6
26,5	-	-	7
26,0	-	-	8

С целью профилактики перегрева установлен режим труда и отдыха, а также питьевой режим. Помещение в ОПУ, которое в холодное время года используется для обогрева, в теплое время также используется для отдыха электротехнического персонала.

#### 10.3.4 Безопасность работ в условиях выделения или применения опасных и вредных веществ

Основные вредные и опасные вещества, которые могут образовываться в процессе эксплуатации электроустановок на территории ГПП, а также в цеховых трансформаторных подстанциях – трансформаторное масло и его пары, продукты разложения элегаза.

Допустимая концентрация элегаза в помещении составляет:

- 0,08 % (0, 005 г/л) – при длительном пребывании человека в помещении;

- 1%– при кратковременном пребывании в помещении;

- К смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %.

Допустимая концентрация элегаза в помещении ЗРУ 10кВ обеспечивается приточно-вытяжной вентиляцией, при этом отсос воздуха производится с нижнего горизонта.

При работах по вскрытию выключателя персонал должен применять индивидуальные средства защиты:

- защитная каска ГОСТ 12.4.087-84;

- перчатки резиновые ГОСТ 20010-74;

- герметичные очки с бесцветным стеклом ГОСТ 12.4.013-85;

- защитный фартук ГОСТ 12.4.029-76;

- респиратор типа РПТ марки В ГОСТ12.4.004-74;

- костюм х/б или комбинезон.

Таблица 32 – ПДК в области рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства	Класс опасности
Масло трансформаторное	5	А (аэрозоль)	3 (опасное)

При осмотре трансформатора запрещается находиться в зоне выброса масла из предохранительного клапана. Необходимо избегать попадания и длительного воздействия трансформаторного масла на кожу.

Для определения концентрации газов в воздухе на предприятии используют экспрессный линейно-колористический метод.

### 10.3.5 Мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией

Согласно ГОСТ 12.1.003-88 уровень шума в зависимости от вида трудовой деятельности составляет:

Таблица 33 – Уровень звука

Вид трудовой деятельности	Уровень звука и эквивалентные уровни звука, дБА
Физическая работа, связанная с точностью, сосредоточенностью или периодическим слуховым контролем	80

На главной понизительной подстанции основным источником шума являются трансформаторы. Главной причиной ненормального уровня шума, создаваемого трансформаторами, является неплотное стягивание пакетов стальных сердечников. Поэтому своевременно проводят текущий ремонт электрических машин. Кроме того, согласно СНиП 23-03-2003 «Защита от шума», установлены шумоотражающие экраны, которые возвращают большую часть звуковой волны в сторону источника шума, т.е. трансформатора.

Таблица 34 – Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора с принудительной циркуляцией масла и естественной циркуляцией воздуха (система охлаждения вида Д) (ГОСТ 12.2.024-87)

Мощность тр-ра, кВ•А	Корректированный уровень звуковой мощности, L <sub>РА</sub> , дБА, для классов напряжения, кВ		
	10-110	150	220,330
10	87	⊖	⊖

Также источником шума является приточно-вытяжная вентиляция. Для снижения уровня шума до требуемого значения (СНиП 23-03-2003) установлены трубчатые шумоглушители в газоздушных трактах вентиляционной системы.

Измерение уровня шума на рабочих местах производят по ГОСТ 12.1.050 и ГОСТ 23941 с помощью шумомера.



Для обеспечения уровня вибраций не выше требуемых проектирование и строительство здания, обустройство рабочих мест произведены в соответствии с ГОСТ 12.1.012-90.

Таблица 35 – Предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 480 мин (8 ч)

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброскорости лБ						
	транспортная		Транспортно-технологическая	технологическая			в административно-управленческих помещениях
	Z <sub>0</sub>	X <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub>		тип а	тип б	тип в	
1,0	132	122					
2,0	123	117	117	108	100	91	84
4,0	114	116	108	99	91	82	79
8,0	108	116	102	93	85	76	75
16,0	107	116	101	92	84	75	75
31,5	107	116	101	92	84	75	75
63,0	107	116	101	92	84	75	75
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	107	116	101	92	84	75	75

В качестве защиты от вибраций персонал использует индивидуальные средства защиты – обувь с подошвой из микропористой резины, в некоторых случаях – виброгасящие перчатки.

#### 10.4 Оценка и обеспечение устойчивости функционирования электроустановок и защита персонала в экстремальных ситуациях

С целью обеспечения устойчивости функционирования электроустановок и защиты персонала в дипломном проекте предусмотрены:

1. Сечение воздушной линии 110 кВ выбрано с учетом длительно допустимых токов и допустимым перегрузкам;

2. Электрическое оборудование выбрано по значениям токов трехфазного короткого замыкания;
3. Конструкция опор воздушных линий и проводники выбраны с учетом особенностей климатической зоны (зона по гололеду, ветровая нагрузка);
4. Установлены системы автоматики: релейная защита трансформатора ТМН-2500/110, автоматические выключатели на стороне 0,4 кВ и плавкие предохранители на стороне 10 кВ;
5. С целью защиты от перенапряжений при прямых ударах молнии установлены ограничители перенапряжений (ОПН); также на территории ОРУ 110кВ установлено 6 молниеприемников;
6. Типы и марки электрических аппаратов, машин выбраны в соответствии с данной взрыво- пожароопасной зоной (П III);
7. Предусмотрены устройства защиты от перегрева токоведущих частей (устройства релейной защиты, предохранители, автоматические выключатели);
8. Своевременно производится контроль за состоянием изоляции и загрязнением трансформаторного масла. Пробы масла отбирают по ГОСТ 2517; испытание по - ГОСТ 982-80. Испытание внешней изоляции оборудования свыше 3 кВ производят по ГОСТ 10390-86.

### Пожарная безопасность

На трансформаторных подстанциях поселка и на ГПП установлены силовые трансформаторы, заполненные маслом, выполняющим функцию изолирующей среды. Трансформаторное масло представляет собой горючее вещество. В связи с этим на трансформаторных подстанциях предусмотрены следующие меры пожарной безопасности (в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.):

1. В каждой комплектной трансформаторной подстанции установлено не более двух трансформаторов с масляным охлаждением мощностью до 1600 кВ•А;
2. Все трансформаторы оборудованы термометрами для измерения температуры масла;
3. Установка релейной защиты: при перегреве трансформатора он отключается;

4. На каждом трансформаторе установлена система пожарной сигнализации и пожаротушения;

5. Для предотвращения распространения пожара под каждым трансформатором установлены специальные резервуары для сбора трансформаторного масла, рассчитанные на полный объем масла;

6. Установлена автоматическая пожарная сигнализация

Для тушения пожаров на подстанции предусматриваются следующие средства пожаротушения: дренчерная автоматическая установка пожаротушения; распылители водой; огнетушители углекислотные ОУ–2, ОУ–5,; воздушно-пенные ОВП–5, ОВП-10, порошковые и жидкостные огнетушители; ящик с песком и лопатой; кусок плотного полотна (войлок); топоры, ломы, багры; бочка с водой и ведро.

## 11 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта были рассмотрены следующие вопросы:

- Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения
- смета затрат на строительство схемы электроснабжения
- калькуляция себестоимости электроэнергии в поселке
- технико-экономические показатели системы электроснабжения

Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения проводилось на основе критерия обоснованных (приведенных) затрат и рассмотрено на стр. 17 пояснительной записки. Расчеты показали, что наиболее оптимальным является вариант, который осуществляет питание поселка от шин трансформатора энергосистемы кабельной линией 10 кВ.

### 11.1 Составление сметы затрат на строительство схемы электроснабжения

Для выбранного варианта электроснабжения составляется смета капитальных затрат на сооружение схемы [2, с.114 – 121].

После окончательного выбора схемы электроснабжения необходимо составить смету капитальных затрат на сооружение данной схемы с выделением соответствующих разделов.

При составлении сметы необходимо указать все источники, по которым были приняты стоимостные данные, а также правильно учесть все предусмотренные поправки к району строительства, особенности производства работ и т. п.

В смете следует учесть выбранное и установленное оборудование, кабельные линии. Смету составляют в ценах текущего периода. При составлении сметы необходимо использовать цены, взятые из средств массовой информации, информационных органов статистики, цен производителей и т. д. При использовании справочных данных необходимо ввести повышающий коэффициент, учитывающий темпы инфляции в экономике страны за прошедшие годы:

$$Ц = Ц_6 \cdot I, \quad (60)$$

где  $\Pi$  – цена оборудования на текущий год;  $\Pi_6$  – базовая цена (взятая из справочной литературы);  $I$  – индекс инфляции, учитывающий изменения цен на оборудование за прошедший период.

Смета состоит из двух разделов. В первом разделе определяется сметная стоимость оборудования, во второй – сметная стоимость кабельных линий. Первый раздел сметы составляется по уровням напряжения.

В смете определяется стоимость оборудования, стоимость монтажа и строительных работ с учетом единиц установленного оборудования:

$$K_{об} = K_{об}^{ед} \cdot n, \quad (61)$$

где  $K_{об}$  – сметная стоимость оборудования, тыс. руб.;  $K_{об}^{ед}$  – стоимость единицы оборудования, тыс. руб.;  $n$  – число единиц устанавливаемого оборудования.

Аналогично производятся расчеты сметной стоимости монтажных и строительных работ.

Расчеты приводятся в графе 3 с занесением результатов в соответствующие графы:

по строительным работам – в графу 4,

по монтажным работам – в графу 5,

по оборудованию – в графу 6.

Затем определяются итоговые суммы по каждой графе:

$\Sigma K_{стр}$  – суммарная стоимость строительных работ;

$\Sigma K_{м.р.}$  – суммарная стоимость монтажных работ;

$\Sigma K_{об}$  – суммарная стоимость оборудования.

Полученные результаты корректируются с учетом территориального коэффициента:

по строительным работам

$$K_{стр}^T = \sum K_{стр} \cdot k_{тер}, \quad (62)$$

по монтажным работам

$$K_{м.р.}^T = \sum K_{м.р.} \cdot k_{тер}, \quad (63)$$

по оборудованию

$$K_{об}^T = \sum K_{об} \cdot k_{тер}, \quad (64)$$

где  $K_{стр}^T$ ,  $K_{м.р}^T$ ,  $K_{об}^T$  – стоимость строительных, монтажных работ и оборудования с учетом территориальных коэффициентов;  $k_{тер}$  – территориальный коэффициент.

Территориальные коэффициенты к сметной стоимости ( по Красноярскому краю):

для строительных работ – 1,41,

для монтажных работ – 1,21,

для оборудования – 1,07,

к полной стоимости (строительно-монтажных работ и прочих) – 1,19 (если расчёт ведётся по общей сметной стоимости оборудования).

Расчет прочих затрат в составе общей сметной стоимости оборудования производится от суммарной стоимости строительно-монтажных работ:

$$\sum K_{стр} + \sum_{\substack{K_{м.р.} \\ K_{пр} = i}} i \cdot \frac{P_{пр}}{100} \quad (65)$$

где  $P_{пр}$  – прочие затраты.

Значение  $P_{пр}$  (в процентах) в зависимости от уровня напряжения следует принять:

для 10 кВ – 27 %;

35 кВ – 25,8 %;

110 кВ – 24,7 %;

220 кВ – 17,9 %;

330 кВ – 22,3 %;

500 кВ – 12,4 %.

По каждому уровню напряжения находится общая сметная стоимость:

$$\kappa_{общ}^i = \kappa_{об}^i + \kappa_{стр}^i + \kappa_{м.р.}^i + \kappa_{пр}^i, \quad (66)$$

где  $\kappa_{общ}^i$  – общая сметная стоимость оборудования  $i$ -го напряжения.

Заканчивается первый раздел сметы определением общей сметной стоимости установленного оборудования всех уровней напряжения:

$$\kappa_{общ}^{об} = \sum_{i=1}^n \kappa_{общ}^i. \quad (67)$$

Во втором разделе сметы приводится стоимость кабельных линий (КЛ). Расчеты стоимости кабельных линий и её прокладки в траншеи производится в графе 3 с занесением результатов в графы 5, 6

$$\kappa_{кл} = \kappa_{кл}^{ед} \cdot L, \quad (68)$$

где  $\kappa_{кл}$  – сметная стоимость КЛ, тыс. руб.;  $\kappa_{кл}^{ед}$  – стоимость 1 км кабельных линий, тыс. руб./км;  $L$  – длина кабельных линий, км.

Также рассчитывается и стоимость прокладки КЛ. Расчеты проводятся для каждой марки КЛ. Затем суммарная сметная стоимость КЛ и стоимость ее прокладки корректируется с учетом территориального коэффициента:

для КЛ

$$\kappa_{КЛ}^T = \sum \kappa_{КЛ} \cdot k_{тер}, \quad (69)$$

где  $\kappa_{КЛ}^T$  – стоимость КЛ с учетом территориального коэффициента;  $\sum \kappa_{КЛ}$  – суммарная стоимость КЛ;  $k_{тер}$  – территориальный коэффициент; стоимость прокладки в траншеях КЛ

$$\kappa_{ТР}^T = \sum \kappa_{ТР} \cdot k_{тер}, \quad (70)$$

где  $\kappa_{ТР}^T$  – стоимость прокладки с учетом территориального коэффициента;  $\sum \kappa_{ТР}$  – суммарная стоимость прокладки.

Территориальный коэффициент к сметной стоимости (по Красноярскому краю):

для прокладки линий – 1,09,

для линий – 1,07,

к полной стоимости – 1,08 (если расчет ведётся по общей сметной стоимости КЛ в графе 8).

Непредвиденные затраты рекомендуется принять в размере 5 % от стоимости КЛ и её прокладки.

Общая сметная стоимость КЛ  $\kappa_{общ}^{КЛ}$  включает:

$$\kappa_{общ}^{КЛ} = \kappa_{КЛ}^T + \kappa_{ТР}^T + \frac{5}{100} \cdot (\kappa_{КЛ}^T + \kappa_{ТР}^T). \quad (71)$$

Сметная стоимость всей схемы электроснабжения

$$\kappa_{общ} = \kappa_{общ}^{об} + \kappa_{общ}^{КЛ}. \quad (72)$$

Все расчеты сводим в Таблицу 36.

### Смета на строительство схемы электроснабжения поселка Манзя

Сметная стоимость 53053,8 тыс. руб.

Смета составлена в ценах 2016 года

Но- мер /п	Наименование прейскуранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
			Строительн ых работ	Монтажных работ	оборудовани я	прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7	8



ОБОРУДОВАНИЕ 10 кВ							
1	[3] Табл. 7.19	Выключатели ВВР 10 кВ =5*0,3*196,6=294,3 =5*0,08*196,6=81,7 =5*0,46*196,6=449,6	294,2	81,7	449,6		
2	[3] Табл. 7.6	ЦРП 10 кВ =10,02*196,6=1970,6 =3,46*196,6=679,5 =21,08*196,6=4145,0	1970,6	679,5	4145,0		
3	[3] Табл. 7.18	Цеховые трансформаторы ТМ =16*1,87*196,6=5882,3 =16*0,18*196,6=566,2 =16*1,6*196,6=5033,0	5882,3	566,2	5033,0		
4	ИТОГО		8147,1	1327,5	9627,5		
5		Всего с учетом территориального Коэффициента =8147,1*1,41=11487,4 =1327,5*1,21=1606,2 =9627,5*1,07=10301,5 Прочие расходы (11487,4+1606,2)*0,27 =3535,3	11487,4	1606,2	10301,5	3535,3	26930,4
ОБОРУДОВАНИЕ 0,4 кВ							
6	<a href="http://www.predoff10604.ru">www.predoff10604.ru</a>	Автоматы 0,4 кВ 16*1,5=24,0					24,0
7	-	Прочие расходы 24,0*0,3=7,2				7,2	31,2

## Окончание таблицы 36

Но- мер п/п	Наименование прейскуранта	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.
			Строительн ых работ	Монтажных работ	оборудовани я	прочих затрат	
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Воздушные и кабельные линии</b>							
8	[3] Табл. 7.2.4	Провод АС S=10 мм <sup>2</sup> , L=1,316 км 1,316*1,65*196,6=427					426,9
8	[3] Табл. 7.2.4	Провод АС S=16 мм <sup>2</sup> , L=0,356 км 0,356*1,75*196,6=122					122,5
8	[3] Табл. 7.2.4	Кабель АПвП S=95 мм <sup>2</sup> , L=16,0 км 16,0*1,75*196,6=5504, 8 16,0*5,39*196,6=16954 ,8		5504,8	16954,8		22459,6
9		<b>ИТОГО</b>					23009,0
10		Итого с учетом территориального коэффициента: 23009,0*1,08=24849,7					24849,7
11		Непредвиденные работы и затраты: 24849,7*0,05=1242,5				1242,5	
12		<b>ИТОГО по ВЛ</b>					26092,2
13		Итого по смете: 26930,4+31,2+26092,2 =53053,8					53053,8

### 11.2 Калькуляция себестоимости электроэнергии в поселке

В этом разделе предусматривается произвести

- 1) Расчет стоимости за потребленную электроэнергию;
- 2) Издержки по эксплуатации общепоселковой части энергохозяйства.

Производственная себестоимость единицы потребления электроэнергии складывается из стоимости 1 кВт•ч электроэнергии и издержек по эксплуатации общепоселковой части энергохозяйства, приходящегося на 1 кВт•ч потребляемой электроэнергии.

### 11.2.1 Расчет стоимости за потребленную электроэнергию

Определение потребленной электроэнергии поселком, кВт•ч:

$$W_{\text{потр}} = P_p \cdot T_{\text{макс}}, \quad (73)$$

где  $P_p$  – расчетная активная мощность промышленного предприятия, кВт.

$$W_{\text{потр}} = 2544,3 \cdot 4500 = 11449350.$$

Плата за потребленную электроэнергию составит, тыс. руб.:

$$\Pi_{\text{э}} = \beta \cdot W_{\text{потр}}, \quad (74)$$

где  $\beta$  – ставка за 1 кВт•ч потребленной активной энергии, тыс. руб./кВт•ч.

$$\Pi_{\text{э}} = 0,00388 \cdot 11449350 = 44423,5.$$

### 11.2.2 Издержки по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства

Издержки по эксплуатации общепоселковой части энергохозяйства ( $I_c$ ) определяются как сумма расходов на заработную плату и социальные нужды ( $I_{\text{зп, сн}}$ ), расходы на ремонт ( $I_{\text{рем}}$ ), расходы на амортизацию ( $I_a$ ) и прочие расходы ( $I_{\text{пр}}$ ):

$$I_c = I_{\text{зп, сн}} + I_{\text{рем}} + I_a + I_{\text{пр}}, \quad (75)$$

#### 11.2.2.1 Расходы на заработную плату и социальные нужды

Составляющие расходов на заработную плату:

- Заработная плата основная (за отработанное время);

- Заработная плата дополнительная (за неотработанное время) – 7,5 % от основной заработной платы;
- Отчисления на социальные нужды с (основной и дополнительной) заработной платы - 30 %

В том числе:

- пенсионный фонд – 22 %;
- фонд обязательного медицинского страхования - 5,1 %;
- фонд социального страхования – 2,9 %.

Для расчета заработной платы необходимо определить численность работающих.

### Определение численности персонала

Расчет численности эксплуатационного персонала ведется по трудоемкости. За основу расчетов берутся расчеты сметы по оборудованию и КЛ (раздел 12.1).

Нормы трудоемкости ремонта задаются в справочнике (2, с. 192-202) по видам ремонта (капитальный, средний, текущий) для напряжения 10 кВ в конце таблицы приведены повышающие коэффициенты для других напряжений.

Таблица 37 – Суммарная годовая трудоемкость ремонтных работ

Оборудование и кабельные линии	Кол-во ед. оборудования (на 1000 м)	Норма трудоемкости ремонта, чел*ч			Суммарная трудоемкость работ, чел*ч			Итого
		К	С	Т	К	С	Т	
1 ЗРУ 10 кВ	1	604		170	604		170	
2 КТП, 250кВА	13	190	95	40	2470	1235	520	
3 КТП, 400кВА	3	220	110	44	660	330	132	
4ВЛ (10 мм <sup>2</sup> )	1,316	20		6	26,3		7,9	
5ВЛ (16 мм <sup>2</sup> )	0,356	20		6	7,1		2,1	
6КЛ (95 мм <sup>2</sup> )	16,0	90		27	1440,0		432,0	
Всего					5207,4	1565,0	1264,0	8036,5

Явочная численность эксплуатационных рабочих определяется, чел:

$$ч_э = \frac{\Sigma T_{К.С.Т.Р} \cdot K}{H_{М(Т)О}}, \quad (76)$$

$$ч_э = \frac{8036,5 \cdot 2}{1000 \cdot 0,8} \approx 20,$$

где  $\Sigma T_{К.С.Т.Р}$  – суммарная годовая трудоемкость капитальных, средних и текущих ремонтов;

$K$  – коэффициент сменности работы оборудования;

$H_{М(Т)О}$  – норма межремонтного (технического) обслуживания на одного рабочего в смену.

Нормы трудоемкости ремонтов и технического обслуживания приведены в [2, с.192 – 202].

Расчет суммарной годовой трудоемкости ремонтных работ представлен в Таблице 37.

Списочная численность эксплуатационных рабочих, чел.:

$$ч_с = ч_э \cdot k_{яв}, \quad (77)$$

$$ч_с = 20 \cdot 1,1 \approx 22,$$

где  $k_{яв}$  – коэффициент приведения явочного состава рабочих к списочному.

В дальнейших расчетах заработной платы используется списочная численность.

Тарифный фонд эксплуатационного персонала определяется перемножением

- часовой тарифной ставки (68,42 руб./час)
- численности (списочной)
- годового фонда времени 1 рабочего (1880 час.).

Для расчета годового фонда заработной платы необходимо увеличить тарифный фонд с учетом праздничных дней коэффициентов, ночных часов, премий.

*Годовой фонд заработной платы:*

- тарифный фонд;

- премии – 25 %;
- коэффициенты (районный и северный) – 50 %;
- плата за ночные часы – 4,7 %;
- плата за работу в праздничные дни (3% в году) - в двойном размере с учетом количества занятого персонала (30-50 %).

Далее рассчитывается дополнительная заработная плата (7,5 %) и отчисления на социальные нужды (30 %).

Тарифный фонд заработной платы

$$ЗП_T^{\text{э}} = C_T^{\text{э}} \cdot \chi_c \cdot 1880, \quad (78)$$

$$ЗП_T^{\text{э}} = 68,42 \cdot 22 \cdot 1880 = 2842,8,$$

где  $C_T^{\text{э}}$  – тарифная ставка эксплуатационных рабочих при повременной оплате, руб./ч;

$\chi_c$  – списочный состав рабочих;

1880 – действительный годовой фонд времени одного рабочего.

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты:

премии (принять по данным преддипломной практики, а при отсутствии их – в размере 25%):

$$П = 0,25 \cdot ЗП_T^{\text{э}}, \quad (79)$$

$$П = 0,25 \cdot 2842,8 = 710,7,$$

районный коэффициент с северной надбавкой (50%):

$$РК = 0,5 \cdot ЗП_T^{\text{э}}, \quad (80)$$

$$РК = 0,5 \cdot 2842,8 = 1421,4,$$

ночные часы (примерно 4,7% от тарифного фонда):

$$НЧ = 0,047 \cdot ЗП_T^{\text{э}}, \quad (81)$$

$$НЧ = 0,047 \cdot 2842,8 = 133,6,$$

$$Pr = 2 \cdot C_T^{\vartheta} \cdot 0,5 \cdot c_c \cdot 0,03 \cdot 1880, \quad (82)$$

$$Pr = 2 \cdot 68,42 \cdot 0,5 \cdot 22 \cdot 0,03 \cdot 1880 = 85,3,$$

определяется дневной фонд заработной платы:

$$ДФЗП = ЗП_T^{\vartheta} + П + РК + НЧ + Пр, \quad (83)$$

$$ДФЗП = 2842,8 + 710,7 + 1421,4 + 133,6 + 85,3 = 5193,7,$$

отпуска и выполнение государственных обязанностей (около 7,5 % от дневного фонда заработной платы):

$$ОТП = 0,075 \cdot ДФЗП, \quad (84)$$

$$ОТП = 0,075 \cdot 5193,7 = 389,5,$$

отчисления на социальные нужды (30 % от основной и дополнительной заработной платы):

$$СН = 0,30 \cdot (ДФЗП + ОТП), \quad (85)$$

$$СН = 0,30 \cdot (5193,7 + 389,5) = 1675,0,$$

годовой фонд заработной платы эксплуатационных рабочих составит:

$$ГФЗП = ДФЗП + ОТП + СН, \quad (86)$$

$$ГФЗП = 5193,7 + 389,5 + 1675,0 = 7258,2.$$

Произведенные расчеты сводим в Таблицу 38.

Таблица 38 – Фонд заработной платы эксплуатационных рабочих

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
-----------------	------------------

1 Тарифный фонд	2842,8
2 Премии	710,7
3 Районный коэффициент, северные надбавки	1421,4
4 Ночные часы	133,6
5 Праздничные дни, дневной фонд заработной платы	85,3
6 Отпуска и выполнение государственных обязательств	389,5
7 Начисления в страховые взносы	1675,0
8 Годовой фонд заработной платы	7258,2

#### 11.2.2.2 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт включают:

1. Заработную плату ремонтного персонала, в том числе:

- годовой фонд заработной платы ремонтников;
- дополнительную заработную плату;
- отчисления на социальные нужды;

2. Материалы – 300 % от тарифного ремонтного фонда;

3. Цеховые расходы 100-120 % от тарифного ремонтного фонда.

Годовой фонд заработной платы ремонтников определяется перемножением

- часовой тарифной ставки (78,68 руб./час) на
- суммарную трудоемкость.

Далее расчет ведется аналогично вышеизложенному, т.е. определяется:

- дневной фонд (тарифный фонд, премии, районный коэффициент, северный, ночные часы, праздники),
- дополнительная з/п;
- соц нужды.

Для определения *первой* составляющей вначале рассчитывают тарифный фонд зарплаты ремонтных рабочих, тыс. руб.:



$$3П_T^P = C_T^P \cdot \Sigma T_{К.С.Т.Р}, \quad (87)$$

$$3П_T^P = 78,68 \cdot 8036,5 = 632,3,$$

где  $C_T^P$  – средняя тарифная ставка, руб/ч;

$\Sigma T_{К.С.Т.Р}$  – суммарная годовая трудоемкость ремонтных работ оборудования и сетей.

Годовой фонд заработной платы определяют в той же последовательности, что и для эксплуатационных рабочих.

Для получения годового фонда заработной платы необходимо тарифный фонд увеличить, учитывая доплаты:

премии (принять по данным преддипломной практики, а при отсутствии их – в размере 25%):

$$П = 0,25 \cdot 3П_T^P,$$

$$П = 0,25 \cdot 632,3 = 158,1,$$

районный коэффициент с северной надбавкой (50%):

$$РК = 0,5 \cdot 3П_T^P,$$

$$РК = 0,5 \cdot 632,3 = 316,2,$$

ночные часы (примерно 4,7% от тарифного фонда):

$$НЧ = 0,047 \cdot 3П_T^P,$$

$$НЧ = 0,047 \cdot 632,3 = 29,7.$$

Праздничные дни (оплата производится в двойном размере, количество праздничных дней в году составляет около 3%, а количество персонала, работающего в эти дни, принимают 30–50%):

$$Пр = 2 \cdot C_T^P \cdot 0,5 \cdot \Sigma T_{К.С.Т.Р} \cdot 0,03,$$

$$Пр = 2 \cdot 78,68 \cdot 0,5 \cdot 8036,5 \cdot 0,03 = 19,0,$$

определяется дневной фонд заработной платы:

$$ДФЗПр = 3П_T^P + П + РК + НЧ + Пр,$$

$$ДФЗПр = 632,3 + 158,1 + 316,2 + 29,7 + 19,0 = 1155,2,$$

отпуска и выполнение государственных обязанностей ( около 7,5 % от дневного фонда заработной платы):

$$ОТП = 0,075 \cdot ДФЗПр,$$

$$ОТП = 0,075 \cdot 1155,2 = 86,6,$$

отчисления на социальные нужды (30 % от основной и дополнительной заработной платы):

$$СН = 0,30 \cdot (ДФЗПр + ОТП),$$

$$СН = 0,30 \cdot (1155,2 + 86,6) = 372,6,$$

годовой фонд заработной платы ремонтных рабочих составит:

$$ГФЗПр = ДФЗПр + ОТП + СН,$$

$$ГФЗПр = 1155,2 + 86,6 + 372,6 = 1614,4.$$

Произведенные расчеты сводим в Таблицу 39.

Таблица 39 – Фонд заработной платы ремонтных рабочих

Статьи расходов	Сумма, тыс. руб.
1 Тарифный фонд	632,3
2 Премии	158,1
3 Районный коэффициент, северные надбавки	316,2
4 Ночные часы	29,7

5 Праздничные дни, дневной фонд заработной платы	19,0
6 Отпуска и выполнение государственных обязательств	86,6
7 Начисления в страховые взносы	372,6
8 Годовой фонд заработной платы	1614,4

*Вторая* составляющая затрат на ремонт включает стоимость материалов, полуфабрикатов, запасных частей и т. п. и принимается в % к основной заработной плате ремонтных рабочих.

Можно принять в размере 300 % к  $ЗП_T^P$  :

$$ЗМ = 3 \cdot ЗП_T^P, \quad (88)$$

$$ЗМ = 3 \cdot 632,3 = 1896,9.$$

*Цеховые* расходы планируются в размере 100–120 % от основной заработной платы ремонтных рабочих:

$$ЦР = 1,1 \cdot ЗП_T^P, \quad (89)$$

$$ЦР = 1,1 \cdot 632,3 = 695,5.$$

2. Затраты на ремонт включают основную и дополнительную заработную плату ремонтного персонала ГФЗПр, стоимость материальных ресурсов на ремонтные нужды ЗМ и цеховые расходы ЦР.

$$ЗР = ГФЗПр + ЗМ + ЦР,$$

$$ЗР = 1614,4 + 1896,9 + 695,5 = 4206,9.$$

Произведенные расчеты сводим в Таблицу 40.

Таблица 40 – Затраты на ремонт

Статьи расходов	Сумма тыс. руб.
1 Заработная плата	1614,4
2 Материалы	1896,9
3 Цеховые расходы	695,5

Итого	4206,9
-------	--------

### 11.2.2.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления определяются исходя из норм амортизации  $H_a$  и капитальных вложений дифференцировано по каждой группе основных фондов (кабельные линии, подстанции и т. п.).

$$A = \frac{H_a}{100} \cdot K. \quad (90)$$

Годовая норма амортизации, в процентах, определяется по сроку полезного использования оборудования,  $T_{nu}$  [1, стр. 100-101] как

$$H_a = \frac{1}{T_{nu}} \cdot 100, \quad (91)$$

где  $T_{nu}$  – срок полезного использования оборудования, год.

Данные расчета сводим в Таблицу 41.

Таблица 41 – Амортизационные отчисления

Элементы основных фондов	Срок полезного использования оборудования, год	Нормы амортизации, %	Капитальные вложения, тыс. руб.	Годовые амортизационные отчисления, тыс. руб.
1 Выключатель ВВР 10 кВ	15	6,67	1257,6	83,9
2 ЦРП 10 кВ	15	6,67	11594,5	773,4
3 ТП 10 кВ	5	20	14078,3	2815,7
4 Автоматы 0,4 кВ	10	10	31,2	3,1
5 Воздушные и кабельные линии	25	4	26092,2	1043,7
Итого			53053,8	4719,7

### 11.2.2.4 Прочие расходы

Прочие расходы принимаются в размере 0,5 – 1 % от основной заработной платы эксплуатационного персонала.

$$B_{\text{прочие}} = 0,01 \cdot 3П_T^{\text{э}},$$

$$B_{\text{прочие}} = 0,01 \cdot 2842,8 = 28,4.$$

#### 11.2.2.5 Годовые издержки по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства

Годовые издержки по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Годовые издержки по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства

Наименование статей расходов	Сумма	
	тыс. руб.	% к итогу
1 Заработная плата основная и дополнительная с начислениями на соц. нужды	7258,2	44,77
2 Затраты на ремонт	4206,9	25,95
3 Амортизационные отчисления	4719,7	29,11
4 Прочие расходы	28,4	0,17
Итого	16213,2	100

#### 11.2.3 Калькуляция себестоимости

Себестоимость определяется делением суммарных затрат (годовая плата за энергию,  $П_{\text{э}}$ , и годовых издержек по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства,  $И_{\text{год}}$ ) на полезно используемую энергию  $\text{Э}_{\text{пол}}$ . Полезно используемая электроэнергия  $\text{Э}_{\text{пол}}$  представляет разность между потребляемой энергией за год  $\text{Э}_{\text{год}}$  и расходами электроэнергии на собственные нужды и потери  $\text{Э}_{\text{сн}}$ :

$$\text{Э}_{\text{пол}} = \text{Э}_{\text{год}} - \text{Э}_{\text{сн}},$$

$$\text{Э}_{\text{пол}} = 11449,4 - 478,7 = 10970,7.$$

Себестоимость 1 кВт•ч потребленной электроэнергии (руб./кВт•ч) определяется

$$S = \frac{P_{\text{э}} + I_{\text{год}}}{\text{Э}_{\text{пол}}},$$

$$S = \frac{44423,5 + 16213,2}{10970,7} = 5,53,$$

где  $P_{\text{э}}$  – годовая плата за электроэнергию, тыс. руб.;

$I_{\text{год}}$  – годовые издержки по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства, тыс. руб.

Полученные результаты представим в виде таблицы (Таблица 43).

Таблица 43 – Калькуляция себестоимости 1 кВт•ч потребляемой электроэнергии

Показатели и статьи расхода	Единицы измерений	Абсолютная величина
1 Потребляемая электроэнергия за год	МВт•ч	11449,4
2 Годовой максимум нагрузки	МВт	2,5
3 Ставка по тарифу за потребляемую энергию	руб./МВт•ч	3880
4 Плата за электроэнергию	тыс. руб.	44423,5
5 Годовые издержки по эксплуатации общепоселковой части электрохозяйства	тыс. руб.	16213,2
6 Всего расходов по пп. 4 и 5	тыс. руб.	60636,7
7 Расход электроэнергии на собственные нужды, потери электроэнергии	МВт•ч	478,7
8 Полезно используемая электроэнергия	МВт•ч	10970,7
9 Себестоимость 1 кВт•ч потребленной электроэнергии	руб./кВт•ч	5,53

Удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности, тыс. руб./кВт:

$$k_y = \frac{K}{P_y}, \quad (92)$$

$$k_y = \frac{53053,8}{3634,7} = 14,6,$$

где  $K$  – капитальные затраты на электрооборудование поселка;  
 $P_y$  – установленная мощность поселка, кВт.

### 11.3 Технико-экономические показатели системы электроснабжения

Таблица 44 – Технико-экономические показатели

Номер п/п	Показатель	Обозначение	Единица измерения	Количество
1	2	3	4	5
1	Установленная мощность	$P_y$	кВт	3634,7
2	Расчетная мощность	$P_p$	кВт	2544,3
3	Полная мощность	$S$	кВА	2827
4	Напряжение внешнего электроснабжения	$U_{вн}$	кВ	10
5	Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{внн}$	кВ	10
6	Коэффициент мощности	$\cos\varphi$		0,90
		$\operatorname{tg}\varphi_\omega$		0,29
		$\operatorname{tg}\varphi_p$		0,48
7	Конструктивное выполнение ЦРП			2 секции шин
8	Максимальная заявленная мощность	$P'_n$	кВт	2544,3
9	Количество цеховых подстанций и их мощность		кВА	15/4450
10	Принятая схема внутреннего электроснабжения			магистральная
11	Потребление электрической энергии поселком за год	$\mathcal{E}_n$	тыс. кВт	11449,35
12	Компенсированная реактивная мощность в том числе:			
	на напряжение 6-10 кВ	$Q_{кв}$	квар	900
	на напряжение 0,4 кВ	$Q_{кн}$	квар	0
13	Потери активной мощности	$\Delta P$	кВт	165,9
14	Потери энергии	$\mathcal{E}_{пот}$	тыс. кВт•ч	478,7
15	Капитальные затраты на электрооборудование поселка	$K$	тыс. руб.	53053,8
16	Удельные капиталовложения на 1 МВт установленной мощности	$k_y$	тыс. руб./кВт	14,6
17	Годовые издержки по обслуживанию электрооборудования и сетей	$I$	тыс. руб.	16213,2
18	Численность эксплуатационного персонала	$ч_\omega$	чел.	22
19	Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты эксплуатационного персонала	$\Phi ЗП$	тыс. руб.	7258,2
20	Коэффициент обслуживания	$K_\omega$	чел./МВт	8,69
21	Стоимость электроэнергии (плата энергосистеме)	$\Pi$	руб./кВт•ч	3,88
22	Себестоимость 1 кВт•ч электроэнергии	$C_\omega$	руб./кВт•ч	5,53



## 12 Энергосбережение в осветительных установках

Основные мероприятия по повышению энергоэффективности освещения следующие:

1. Замена источников света новыми энергоэффективными лампами при обеспечении установленных норм освещенности;
2. Максимальное использование естественного освещения в дневное время и автоматическое управление искусственным освещением в зависимости от уровня естественного освещения. Управление включением освещения может осуществляться от инфракрасных датчиков присутствия людей или движения;
3. Использование современной осветительной арматуры с рациональным светораспределением;
4. Использование электронной пускорегулирующей аппаратуры (ЭПРА);
5. Применение автоматических выключателей для систем дежурного освещения в зонах временного пребывания персонала;
6. Окраска поверхностей производственных помещений и оборудования в светлые тона для повышения коэффициента использования естественного и искусственного освещения.

Существующие меры по энергосбережению для осветительных установок:

1. Замена имеющихся светильников более эффективными;
2. Замена пускорегулирующей аппаратуры;
3. Замена пускорегулирующей аппаратуры;
4. Автоматическое управление освещением;
5. Использование компактных люминесцентных ламп (КЛЛ) для внутреннего освещения;
6. Использование систем управления освещением.

## 12.1 Замена имеющихся светильников более эффективными

В таблице 45 приводится возможная экономия электрической энергии при замене менее эффективных источников освещения более эффективными.

Таблица 45 – Возможная экономия электрической энергии при переходе на более эффективные источники света

Замена источника света	Экономия энергии, %
ЛН на КЛЛ	40-60
ЛН на КЛЛ	40-54
ЛН на ДРЛ	41-47
ЛН на МГЛ	54-56
ЛН на НЛВД	57-71
ЛЛ на МГЛ	20-23
ДРЛ на МГЛ	30-40
ДРЛ на НЛВД	38-50

## 12.2 Замена пускорегулирующей аппаратуры

Использование в комплекте люминесцентных источников света вместо стандартной пускорегулирующей аппаратуры (ПРА) электромагнитной ПРА с пониженными потерями повышает светоотдачу комплекта на 6 26%, а электронной ПРА (ЭПРА) - на 14 55%.

Таблица 46 – Коэффициент потерь электроэнергии в пускорегулирующей аппаратуре

Номер п/п	Тип ламп	Тип ПРА	Коэффициент потерь в ПРА
1	ЛБ	Обычная электромагнитная	1,22
2	ЛБ	Электромагнитная с	1,14

		пониженными потерями	
3	ЛБ	Электронный	1,10
4	КЛ	Обычный электромагнитный	1,27
5	КЛ	Электромагнитный с пониженными потерями	1,15
6	КЛ	Электронный	1,10
7	ДРЛ, ДРИ	Обычный электронный	1,08
8	ДРЛ, ДРИ	Электронный	1,06
9	ДнаТ	Обычный электромагнитный	1,10
10	ДнаТ	Электронный	1,06

### 12.3 Замена пускорегулирующей аппаратуры

Применение комбинированного (общего + локализованного) освещения вместо только общего освещения позволяет получить экономию электрической энергии.

Таблица 47 – Экономия энергии при применении комбинированной системы освещения

Доля вспомогательной площади от полной площади помещения, %	Экономия электрической энергии, %
25	20 25
50	35 40
75	55 65

Для помещений площадью более 50м<sup>2</sup> следует применять автоматические устройства регулирования искусственного освещения в зависимости от естественной освещенности помещения. Системы автоматического управления (САУ) позволяют производить регулирование яркости источника света (ЛЛ, КПЛ) от 100% до 0%. Система автоматического регулирования должна быть продублирована ручным управлением освещения.

### 12.4 Автоматическое управление освещением

Экономия электроэнергии при внедрении автоматического управления освещением может быть оценена с помощью таблицы 48.

Таблица 48 – Экономия электроэнергии при внедрении автоматического управления освещением

Номер п/п	Уровень сложности системы автоматического управления освещением	Экономия электроэнергии, %
1	Контроль уровня освещенности и автоматическое включение и отключение системы освещения при критическом значении освещенности	10 15
2	Зонное управление освещением (включение и отключение	20 25

	освещения дискретно, в зависимости от зонного распределения естественной освещенности)	
3	Плавное управление мощностью и световым потоком светильников в зависимости от распределения естественной освещенности	30 4

Таблица 49 – Экономия электрической энергии при использовании различных способов регулирования искусственного освещения

Число рабочих смен	Вид естественного освещения в помещении	Способ регулирования искусственного освещения	Экономия электрической энергии, %
1	Верхнее	Непрерывное	36 27
		Ступенчатое	32 13
	Боковое	Непрерывное	22 7
		Ступенчатое	12 2
2	Верхнее	Непрерывное	31 23
		Ступенчатое	27 11
	Боковое	Непрерывное	19 6
		Ступенчатое	10 2

### 12.5 Использование КЛЛ для внутреннего освещения

Экономичные компактные люминесцентные лампы (интегральные - с ЭПРА, встроенным в резьбовой цоколь) предназначены для использования в административных помещениях. В таблице 50 приводится сравнение компактных люминесцентных ламп (КЛЛ) с лампами накаливания. Из таблицы видно, что использование КЛЛ вместо ЛН при том же световом потоке позволяет существенно снизить потребляемую мощность. КЛЛ выпускаются с таким же цоколем, как у ламп накаливания, что позволяет легко заменять ими лампы накаливания.

Таблица 50 – Сравнение характеристик ламп накаливания с компактными люминесцентными лампами

Лампы накаливания		КЛЛ		Отношение световой отдачи, КЛЛ к ЛН, отн. ед.
Мощность, Вт	Сетевой поток, лм	Мощность, Вт	Световой поток, лм	

25	200	5	200	4,3
40	420	7	400	5,3
60	710	11	600	4,5
75	940	15	900	4,7
100	1360	20	1200	4,3
2x60	1460	23	1500	5,4

Снижаются затраты:

1. На замену ламп накаливания – в 10 раз;
2. На оплату электроэнергии – в 5,4 раза.

## 12.6 Использование систем управления освещением

Существенную экономию расхода электроэнергии на освещение можно получить с помощью рациональной системы управления освещением. Такие системы осуществляют включение или отключение осветительных приборов при следующих условиях:

1. В зависимости от уровня естественной освещенности помещений (например, по сигналам фотореле);
2. При достижении определенного времени суток (например, по сигналам таймеров);
3. При нажатии человеком кнопок управления (например, входя в подъезд, человек нажимает кнопку, дающую сигнал на включение освещения; отключение освещения осуществляется автоматически через заданный интервал времени);
4. При поступлении сигналов от датчиков присутствия.

Системы управления освещением очень распространены за рубежом. При их внедрении следует учитывать, что они усложняют осветительные сети и во многих случаях снижают срок службы некоторых типов ламп. Например, каждое включение люминесцентной лампы снижает срок ее службы примерно на два часа. Срок службы ламп накаливания при числе включений около 2500 практически не меняется. При большем числе включений ЛН можно применить системы плавного пуска, предотвращающие броски тока в нити накаливания лампы при ее включении,

когда материал спирали имеет низкую температуру и электрическое сопротивление его мало.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Электроснабжение: Учеб.пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

2 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

3 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

4 Электроснабжение: учеб.пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2-х ч. Ч. 2 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.

5 Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст]: учеб.для вузов / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

6 Федоров, А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Учебник для вузов/ Федоров А. А., Каменева В. В. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с., ил.

7 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ.ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

8 Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: Учеб.пособие для вузов/ Федоров А. А., Старкова Л. Е – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

9 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005. – 854с.

10 Справочник по электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. - К.: Техніка, 1985.–279 с.

11 Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др./ Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. – 434 с.



12 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учеб. пособие. / Г. Н. Ополева □ М. : ФОРУМ : ИНФРВ-М, 2006. □ 480 с. □ (Высшее образование).

13 СТО 4.2–07–2014 Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. – Красноярск: СФУ, 2014. – 57 с.

14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2-й выпуск (по состоянию на 1 ноября 2005г.) Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005-253с.

15 ГОСТ 12.3.002-75 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности. – Введ. впервые; дата введ. 01.07.1976. – М.: Стандартиформ, 2007. – 8 с.

16 ГОСТ ИСО/ТО 12100-2-2002 Безопасность оборудования. Основные понятия, общие принципы конструирования. Часть 2. Технические правила и технические требования. – Введ. впервые; дата введ. 01.07.2003. – М.: Стандартиформ, 2003. – 33 с.

17 ГОСТ 12.2.007.9-88 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 12 с.

18 ГОСТ 20022.2-80 Защита древесины. Классификация. Взамен ГОСТ 20022.2-74; дата введ. 01.07.1981. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 22 с.

19 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Взамен ГОСТ 12.2.003-74; дата введ. 01.01.1992. – М.: Стандартиформ, 2007. – 11 с.

20 ГОСТ 12.2.064-81 ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 8 с.

21 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1982. – М.: Стандартиформ, 2001. – 15 с.

22 ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 4с.

23 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1982. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 10 с.

24 ГОСТ 12.4.021-75 ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования. Введ. впервые; дата введ. 01.07.1976.–М.: Стандартиформ, 2007.–6 с.

25 ГОСТ 12.4.009-83 ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1985. – М.: Издательство стандартов, 2005. – 10 с.

26 Правила устройства электроустановок. Изд. 7. – М.: Энас, 2008. – 552 с.

27 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. Взамен ГОСТ 12.1.004-85; дата введ. 01.07.1992. – М.: Стандартиформ, 2006. – 68 с.

28 [www.elinsvo.ru](http://www.elinsvo.ru)

29 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ» Технические требования, утвержденные решением Наблюдательного совета НП «АТС» 24.05.2004г

30 Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др./ Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. – 434 с.

31 Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учеб. пособие. / Г. Н. Ополева □ М. : ФОРУМ : ИНФРВ-М, 2006. □ 480 с. □ (Высшее образование).

32 ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025-2000 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий». ИПК Издательство стандартов, 2001. 24 с.

33 Рекомендации по метрологии Р 50.2.028-2003. Алгоритмы построения градуировочных характеристик средств измерений состава веществ и материалов и оценивание их погрешностей (неопределенностей). ИПК Издательство стандартов, 2003.

34 Рекомендации по метрологии Р 50.2.038-2004. Измерения однократные прямые. Оценивание погрешностей и неопределенности результата измерений. ИПК Издательство стандартов, 2004.

35 РМГ 43-2001 ГСОЕИ. Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений».

36 International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology. ISO, Geneva, 1993. ISBN 0-948926-08-2.

37 EUROCHEM/CITAC Guide “Quantifying Uncertainty in Analytical Measurements”, Second Ed., 2000. Имеется русский перевод: Руководство ЕВРАХИМ/СИТАК “Количественное описание неопределенности в аналитических измерениях», Пер. с англ. Р.Л.Кадиса, Г.Р.Нежиховского, В.Б.Симины под ред. Л.А.Конопелько. Санкт-Петербург, 2002. – 141 с.

38 Кузнецов, В.П. Измерительная техника. 2003. – 21-27 с.

39 ILAC G 17: 2002 “Introducing the Concept of Uncertainty of Measurement in Testing in Association with the Application of the Standard ISO/IFS”

40 ILAC G 15: 2001 “Guidance for Accreditation to ISO/IFS 17025”.

41 ГОСТ Р ИСО 5725-2002 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений» в 6 частях. ИПК Издательство стандартов, 2002.

42 МИ 2336-2002. «Показатели точности, правильности, прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки».

43 СТП КГТУ 01-02. Общие требования к оформлению текстовых и графических студенческих работ. Текстовые материалы и иллюстрации [Текст]. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 52 с.

44 Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Расчет токов короткого замыкания  
в относительных единицах

Задаем начало отсчета

ORIGIN := 1

*Выбор базисных условий*

Расчет производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$S_6 := 100 \quad \text{MVA}$$

$$U_{\text{баз}} = U_{\text{ср.ном}}$$

$$U_{6_1} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_2} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_3} := 0.4 \quad \text{кВ}$$

Базисные токи определяем

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_1}} \quad I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_2}}$$

$$I_{6_3} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_3}}$$

$$I_6 = \begin{pmatrix} 5.499 \\ 5.499 \\ 144.338 \end{pmatrix}$$

*Определение параметров электрической схемы замещения СЭС.*

**Энергосистема С**

$$S_K := 1500 \quad \text{MVA}$$

$$x_c := \frac{S_6}{S_K} \quad x_c = 0.067$$

## Трансформаторы П1

$$S_{\text{ном}_1} := 25 \quad \text{МВА} \quad u_{K_1} := 10.5 \quad \%$$

$$x_{T_1} := \frac{u_{K_1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном}_1}} \quad x_T = (0.42)$$

## Линии

Количество линий  $i := 1..2$

W1, W2. Кабельные линии 10 кВ:

$$\begin{array}{lll} r_{0_1} := 0.32 & x_{0_1} := 0.17 & l_1 := 16 \\ r_{0_2} := 1.8 & x_{0_2} := 0.4 & l_2 := 0.086 \end{array}$$

$$x_{w_i} := \frac{x_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2} \quad r_{w_i} := \frac{r_{0_i} \cdot S_6 \cdot l_i}{(U_{6_i})^2}$$

$$x_w = \begin{pmatrix} 2.467 \\ 0.031 \end{pmatrix} \quad r_w = \begin{pmatrix} 4.644 \\ 0.14 \end{pmatrix}$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma_1} := x_c + x_{T_1} + x_{w_1} \quad X_{\Sigma_1} = 2.954$$

$$R_{\Sigma_1} := r_{w_1} \quad R_{\Sigma_1} = 4.644$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой (рис. 3.3) в зависимости от отношения  $x_{\Sigma}/r_{\Sigma}$ .

Количество точек КЗ  $i := 1..2$

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a_1} := T_a(R_{\Sigma_1}, X_{\Sigma_1}) \quad T_{a_1} = 0.636$$

$$K_{уд_1} := 1.84$$

Для определения ударных токов в точках К2, К3 находим ударные коэффициенты

$$K_{уд_2} := 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2

$$i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кк_i} \cdot K_{уд_i}$$

Результаты расчета токов

$$I_{кк} = \begin{pmatrix} 0.999 \\ 0.975 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.84 \\ 1.8 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 2.6 \\ 2.482 \end{pmatrix}$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К2, приведенное к базисному напряжению  $U=0,4$  кВ

$$x_{\text{рез3.10}} := X_{\Sigma_2} \cdot \frac{(U_{6_2})^2}{S_6} \quad x_{\text{рез3.10}} = 3.291$$

$$x_{\text{рез3.0.4}} := x_{\text{рез3.10}} \cdot \left( \frac{U_{6_3}}{U_{6_2}} \right)^2 \quad x_{\text{рез3.0.4}} = 0.0048$$

Определяем сопротивление цехового трансформатора

$$\Delta P_K := 5.5 \quad \text{кВт} \quad S_{\text{ном.т}} := 400 \quad \text{кВА} \quad U_{\text{ном}} := 0.4 \quad \text{кВ}$$

$$r_{\text{цт}} := \frac{\Delta P_K}{S_{\text{ном.т}}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ном.т}}} \quad r_{\text{цт}} = 0.006$$

$$u_{\text{к.цт}} := 5.5 \quad \%$$

$$x_{\text{цт}} := \sqrt{\left( \frac{u_{\text{к.цт}}}{100} \right)^2 - \left( \frac{\Delta P_K}{S_{\text{ном.т}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ном.т}}} \quad x_{\text{цт}} = 0.0213$$

Определяем результирующие сопротивления до точки К3

$$X_{\Sigma_4} := x_{\text{рез3.0.4}} + x_{\text{цт}} \quad X_{\Sigma_4} = 0.0261$$

$$r_{\text{доб}} := 15 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ом}$$

$$R_{\Sigma_4} := r_{\text{цт}} + r_{\text{доб}} \quad R_{\Sigma_4} = 0.021$$

Определяем ток КЗ в точке К4

$$I_{\text{кК}_3} := \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{\Sigma_4})^2 + (R_{\Sigma_4})^2}} = 6.962$$

Расчитываем ударный ток в точках КЗ. Находим ударный коэффициент

$$T_a(R, X) := \frac{X}{R} \quad T_{a4} := T_a(R_{\Sigma_4}, X_{\Sigma_4}) \quad T_{a4} = 1.272$$

$$K_{уд_3} := 1$$

$$i := 1..3 \quad i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кк_i} \cdot K_{уд_i}$$

Результаты расчета токов

$$I_{кк} = \begin{pmatrix} 0.999 \\ 0.975 \\ 6.962 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.84 \\ 1.8 \\ 1 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 2.6 \\ 2.482 \\ 9.846 \end{pmatrix}$$



