

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН
НАВОИЙСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ
НАВОИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ
“ЭНЕРГО - МЕХАНИЧЕСКИЙ” факультет
кафедра “ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА”

“Допущен к защите по выпускной работе”
“ _____ ” _____ 2014 г
Зав кафедрой _____ доц. Товбаев А.Н

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
Расчетно - пояснительная записка

Тема: Реконструкция электроснабжения п/с №7 с подробным _____
рассмотрением компенсации реактивной мощности _____

Выпускник Шавалиев Ренальд _____
(группа, подпись Ф.И.О)

Руководитель
выпускной квалификационной работы Ст.преп. Саъдуллаев Мардулло _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Консультанты:
Экономическая часть _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Безопасность жизнедеятельности _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Рецензент _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Норма контроля _____
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Зав. кафедрой _____ доц. Товбаев А.Н

Навои 2014г.

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН
НАВОИЙСКИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ
НАВОИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ
“ЭНЕРГО - МЕХАНИЧЕСКИЙ” факультет
кафедра “ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ”

“Утверждено”

Зав кафедрой _____ доц. Товбаев А.Н
“ _____ ” _____ 2014г

З А Д А Н И Е

На выпускную квалификационную работу студента IV курса
группы гр 2-10 ЭЭ по направлению Электроэнергетика

Шавалиев Ренальд

(Ф.И.О)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция
электроснабжения п/с №7 с подробным рассмотрением компенсации
реактивной мощности

Утверждена решением института _____ “ _____ ” _____ 2014г

2.Сроки выпускной работы от _____ до _____

3.Исходные данные выпускной квалификационной работы
Ген.план,электрическая схема и установленные мощности

4.Содержание расчетно - пояснительной работы Введение,
технологическая часть, электрическая часть, экономическая часть и
безопасность жизнедеятельности

5.Графическая часть Ген план с картограммой электрических
нагрузок, однолинейная схема электроснабжения, автоматические
регулирование мощности КБ,релейная защита трансформатора, план
резрез подстанции №7

Руководитель выпускной квалификационной работы ст. преп.

Садуллаев Мардулло Саъдуллаевич

(должность, звание, подпись Ф.И.Ш)

Принял задание: _____

Студент Шавалиев Ренальд

(Ф.И.О.)

(подпись)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№	Наименование этапов выпускной работы	Сроки выполнения этапов работы	Отметка при проверке
I	ВВЕДЕНИЕ		
1.1	История пс№7 и завода		
II	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ		
2.1	Технологические процессы		
III	ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ		
3.	Расчет электрических нагрузок		
3.1	Определение расчётные мощности		
3.2	Компенсация реактивной мощности		
3.3	Определение ЦЭН и картограмма электрических нагрузок		
3.4	Рациональный выбор питающего напряжения.		
3.5	Выбор главной понизительной подстанции.		
3.6	Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования		
3.7	Релейная защита силового трансформатора на ГПП		
3.8	Компенсационная реактивная мощность		
3.8.1	Регулирование мощности компенсирующих устройств		
3.8.2	Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по углу φ .		
IV	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ		
4.1	Экономические показатели высоковольтных ЛЭП		
V	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ		
5.1	Общие правила ТБ ПС №7		
5.2	Электробезопасность		
5.3	Оказание первой помощи при поражении электрическим током		
5.4	Пожаробезопасность		
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.		
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		

Студент выпускник _____

Руководитель работы _____

Содержание

I. ВВЕДЕНИЕ.....	5
1.1. История пс№7 и завода.....	7
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
1. Технологические процессы.....	9
III. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
3. Расчет электрических нагрузок.....	12
3.1. Определение расчетные мощности.....	12
3.2. Компенсация реактивной мощности.....	17
3.3. Определение ЦЭН и картограмма электрических нагрузок.....	19
3.4. Рациональный выбор питающего напряжения.....	24
3.5. Выбор главной понизительной подстанции.....	28
3.6. Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования.....	31
3.7. Релейная защита силового трансформатора на ГПП.....	36
3.8. Компенсационная реактивная мощность.....	46
3.8.1. Регулирование мощности компенсирующих устройств.....	48
3.8.2. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батареи по углу φ	51
IV. Экономическая часть	
4.1. Экономические показатели высоковольтных ЛЭП.....	57
V. Безопасность жизнедеятельности	
5.1. Электробезопасность.....	63
5.2. Общие правила ТБ ПС №7.....	67
5.3. Оказание первой помощи при поражении электрическим током.....	74
5.4. Пожаробезопасность.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	80
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	81

ВВЕДЕНИЕ

Как известно, основными потребителями электрической энергии является промышленность, транспорта, сельского хозяйство, коммунальное хозяйство городов поселок. При этом на промышленном объекты приходится более семидесяти процентов потребления электроэнергии.

Электроэнергия применяется буквально во всех отраслях народного хозяйства, особенно для электропривода различных механизмов. Большую группу электроприемников составляют электропривода общепромышленных механизмов, применяемых во всех отраслях народного хозяйства: подъемно – транспортные системы, компрессоры, насосы, вентиляторы.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем промышленных объектам, установкам, устройствам и механизмам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением до 1000В и выше, а также трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		6

1.1. История пс№7 и завода

11 марта 1958 года принято постановление о строительстве в период 1958 – 1965г.г на базе крупнейшего месторождения Учкудук химического Комбината.

1960г. – начало строительства опытного цеха.

10 апреля 1962 года коллектив опытного цеха приступил к отработке технологического проекта завода. До декабря 1964 года – отработка технологической схемы и аппаратурное оформление будущего завода:

- Нахождение приемлемо способа безинтергации руд;
- Отработка двух технологических схем:
 - а) без выделения песков;
 - б) с выделением песков

Январь 1962 года – декабрь 1964 года – начало и окончание строительства завода.

1965 – 1966 г. г работа завода по беспесковой схемы.

30 декабря 1964 года председатель госкомиссии Зарапетян Зарап Петрович подписал акт о вводе в эксплуатацию I –ой очереди. Завод приступил к выполнению государственного плана.

1967 – 1984 г.г – работа завода по песковой схеме. Дальнейшее совершенствование производства и наращивание производственной мощности.

Начало 80-х годов успешное освоение переработки руд месторождения по существующей технологии.

Начиная с 1994 года завод приступил к конверсии производства с постепенным наращиванием производственной мощности.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
						7
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		

II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Гидрометаллургический завод является предприятием горно-обогатительной промышленности.

Технологический процесс состоит из 3 этапов: транспортировка исходного сырья, дробления породы и химическая обработка измельченной породы. Транспортировка исходного сырья (горной породы) сперва осуществляется по железной дороге с карьеров, затем прибывшие вагоны с сырьем разгружаются на вагоноопрокидыватели, далее порода через разветвленную сеть транспортеров (ленточных трактов) поступает в цеха измельчения. Дробления горной породы происходит в дробильных мельницах барабанного типа с шаровыми измельчителями. Горная порода доводится до состояния пульпы, затем она по ветвям трубопроводов поступает в осадочные механизмы с последующей химической обработкой.

В конце технологического процесса выщелачивания, образуются два продукта – хвосты, которые по трубопроводам транспортируются за пределы заводов на хвостохранилище, и высококонцентрированный полуфабрикат.

Абсолютными потребителями электроэнергии являются асинхронные двигатели до 54% и синхронные двигатели до 40% потребляемые электроэнергии.

Используемое напряжение 12; 36; 42; 220; 380В и 10кВ .

Расположение электрооборудования является стабильным, т.к. все оборудование является стационарным, за небольшим исключением, к которому относятся сварочные агрегаты и электрофицированные инструменты.

График электронагрузок при нормальной работе предприятия является стабильным.

Энергетической организацией и эксплуатацией хозяйства ГМЗ занимается энергоучасток, который подчиняется главному инженеру ГМЗ.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
						9
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		

Энергоучасток обслуживает отдельно электрическое оборудование и механические агрегаты электроприводов, а так же организует ремонтные работы: текущие по ППР и оперативные.

На предприятии налажен планово – предупредительный ремонт ППР на основании которого осуществляется эксплуатация конкретного электрооборудования. Оперативные работы проводятся бригадой службы и дежурным электриком.

Ремонтные бригады закреплены за конкретным электрооборудованием и несут за него ответственность.

На ремонтном участке энергослужбы осуществляется малый ремонт электрооборудования по нарядам. Сложные большие ремонтные работы проводятся либо в ремонтно – механическом цехе, либо дефектное оборудования отправляется в централизованные ремонтные предприятия – НМЗ или город Ташкент, либо город Чирчик.

Ремонтные бригады подразделяются на бригады электриков и на бригады механиков. Во главе бригады стоит мастер.

Заводским источником питания является заводская ГПП-7 мощностью 2х16 МВА. В свою очередь запитка ГПП-7 осуществляется от ПС «Химия»; которая перераспределяет электроэнергию ГРЭС города Навои или резервирует ее от электросистемы 220кВ ЕЭС Узбекистана.

На ГПП-7 используется комплектное оборудование типовой схемы блочной с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями у трансформаторов и ремонтной перемычкой из двух нормально отключенных разъединителей со стороны линии.

Регулирование напряжения осуществляется на трансформаторах РПН в нейтрале.

Питание заводских цехов осуществляется цеховыми КТП мощностью 400- 1600кВа напряжением на ВН-10кВ, а на НН-0,4кВ с изолированной нейтралью. На ГПП и КТП находятся трансформаторы собственных нужд ТСН, от которых осуществляется питание освещения территории.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		10

3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1. Определение расчётные мощности

Определяем расчетный активной, реактивной и полной мощности.

Расчет мощностей производится по установленной мощности и коэффициента спроса.

$$P_p = P_{уст} \cdot K_{спр} \text{ [кВт]}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ [кВар]}$$

Расчет производится для потребителей 0,4кВ и 10кВ в табличной форме с последующим суммированием результатов. Например для цеха 2 $P_{уст}^{0,4} = 1557$ [кВт]; $P_{уст}^{10} = 2400$ [кВт];

$$K_{спр} = 0,65; \cos \varphi = 0.85.$$

$$\text{тогда } P_p^{0,4} = 1557 \cdot 0,65 = 1012 \text{ [кВт]}$$

$$P_p^{10} = 2400 \cdot 0,65 = 1560 \text{ [кВт]}$$

для $\cos \varphi = 0.85$ соответствует $\operatorname{tg} \varphi = 0.62$.

$$\text{тогда: } Q_p^{0,4} = P_p^{0,4} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1012 \cdot 0.62 = 627,3 \text{ [кВар]}$$

$$Q_p^{10} = P_p^{10} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1560 \cdot 0.62 = 967,3 \text{ [кВар]}$$

Соответствующим образом производятся расчеты для остальных цехов.

Определенные параметры заносим в таблицу №1

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		12

Таблица № 1

№ цеха	Наименования цеха	U_H	$P_{уст}$	$K_{спр}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	P_p	Q_p
		кВ	кВт	-	-	-	кВт	кВар
1.	Технологический цех №1	0,4	2119	0.75	0.85	0.62	1590	986
2.	Технологический цех №2	0,4	1557	0.65	0.85	0.62	1012	627.3
		10	2400	0.65	0.85	0.88	1560	967.2
3.	Пункт перегрузки сырья	0,4	559	0.8	0.75	0.62	447.2	393.5
4.	Цех измельчения М - 1	0,4	830	0.85	0.85	0.62	705.5	437.4
		10	600	0.85	0.85	0.62	510	316.2
5.	Цех измельчения М – 2	0,4	1557	0.85	0.85	0.62	1323	820
		10	2500	0.85	0.85	1.2	2123	1318
6.	Технологический цех №3	0,4	1763	0.8	0.64	1.73	1410	1692
7.	Вагоноопрокидыватель	0,4	298	0.5	0.5	0.75	149	258
8.	Насосная станция	0,4	70.4	0.75	0.8	0.75	52.8	39.6
		10	1890	0.75	0.8	0.75	1418	1064
9.	Компрессорный цех	0,4	1355	0.7	0.8	0.75	948	711.4
		10	4410	0.7	0.8	1.33	3087	2315
10.	Ремонтно механический цех	0,4	544	0.3	0.6	0.62	163.2	217
11.	Цех помола извести	0,4	462	0.47	0.85	1.02	217	134.6
$\Sigma_{0,4}$	Всего потребителей						8645	6885
Σ_{10}	Всего потребителей						8700	5980
Σ	Всего потребителей						17345	12865

Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата

НГГИ 5520200. 257-14 ВКР

Стр

13

Определяем расчетный активной мощности освещения

Расчет площади цеха производится по формуле :

$$F = x \cdot y \text{ [м}^2\text{]}$$

где x_{ay} – размер цеха в метрах

площадь территории завода

$$F_3 = 560 \cdot 240 = 134\,400 \text{ м}^2$$

$$F_3 / 1000 = 134,4 \text{ м}^2 \cdot 1000$$

Расчет активной мощности освещения производится по формуле

$$P_{po} = P_{удо} \cdot K_c \cdot F / 1000 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po1} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 1,8 = 19,44 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po2} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 4,8 = 51,84 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po3} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 1,2 = 9,94 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po4} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 2,4 = 25,92 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po5} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 1,6 = 17,28 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po6} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 2 = 21,6 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po7} = 12 \cdot 0,8 \cdot 0,352 = 338 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po8} = 12 \cdot 0,85 \cdot 1,04 = 10,61 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po9} = 9,1 \cdot 0,85 \cdot 1,49 = 11,52 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po10} = 14,3 \cdot 0,95 \cdot 3,2 = 49,47 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po11} = 13,5 \cdot 0,8 \cdot 0,864 = 9,33 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po12} = 12 \cdot 0,5 \cdot 0,72 = 4,32 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po13} = 12 \cdot 0,5 \cdot 0,832 = 5 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po14} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 0,36 = 2,98 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po15} = 14,2 \cdot 0,95 \cdot 0,4 = 5,4 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po16} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 0,78 = 6,46 \text{ [кВт]}$$

$$P_{po17} = 9,2 \cdot 0,9 \cdot 0,48 = 4 \text{ [кВт]}$$

Определенные расчётные мощности освещения заносим в таблицу №2

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		14

Таблица №2

№ цеха	X [м ²]	Y [м ²]	F [м ²]	F/1000 [м ²]	P _{удо} [Вт/м ²]	K _{со}	P _{ро} [кВт]
1	60	30	1800	1.80	13.5	0.8	19.44
2	80	60	4800	4.80	13.5	0.8	51.84
3	60	20	1200	1.20	9.2	0.9	9.94
4	40	60	2400	2.40	13.5	0.8	25.92
5	40	40	1600	1.60	13.5	0.8	17.28
6	50	40	2000	2.00	13.5	0.8	21.60
7	22	16	352	0.352	12	0.8	3.38
8	40	26	1040	1.04	12	0.85	10.61
9	62	24	1488	1.49	9.1	0.85	11.52
10	80	40	3200	3.20	14.3	0.95	43.47
11	26	36	864	0.864	13.5	0.8	9.33
12	40	18	720	0.72	12	0.5	4.32
13	16	52	832	0.832	12	0.5	5.00
14	30	12	360	0.36	9.2	0.9	2.98
15	10	40	400	0.40	14.3	0.95	5.40
16	130	26	780	0.78	9.2	0.9	6.46
17	12	40	480	0.48	9.2	0.9	4.00
Σ			24318	24.318			252.5

Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата

НГГИ 5520200. 257-14 ВКР

Стр

15

$$S_{pu} = \sqrt{(8645 + 8700 + 25.5)^2 + (6885 + 5980)^2} \cdot 1 = \\ = \sqrt{17598^2 + 12865^2} \cdot 1 = 21800 [\text{кВа}]$$

Потери в силовых понижительных трансформаторах

$$P_{pu} = 17598 [\text{кВт}]$$

$$Q_{pu} = 12865 [\text{кВТ}]$$

$$S_{pu} = 21800 [\text{кВТ}]$$

$$\Delta P_T = 0,02 S_{pu} = 0,02 \cdot 21800 = 436 [\text{кВт}]$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_{pu} = 0,1 \cdot 21800 = 2180 [\text{кВар}]$$

Расчетная мощность освещения территории завода с учетом,

что $P_{уд} = 0,15 \text{ Вт/м}^2$

$$P_{om} = \frac{P_{yo} \cdot (F_3 - \sum F_U)}{1000} [\text{кВт}] ;$$

$$P_{om} = \frac{0,15(134400 - 24318)}{1000} = 16,51 [\text{кВт}]$$

Расчетная мощность по заводу

$$S_{p3} = (P_P^{0.4} + P_P^{10} + P_{PO} + \Delta P_T) + j \cdot (Q_P^{0.4} + Q_P^{10} + \Delta Q_T) = (P_{pu} + P_{OT} + \Delta P_T) + j \cdot (Q_{pu} + \Delta Q_T) = \\ = (17598 + 16,51 + 436) + j \cdot (12865 + 2180) = 18050,5 + j \cdot 15045 = 23498 [\text{кВа}]$$

$$P_{p3} = 18050,5 [\text{кВт}]$$

$$Q_{p3} = 15045 [\text{кВар}]$$

$$S_{p3} = 23498 [\text{кВа}]$$

$$\text{Cos} = 0,77$$

Коэффициент мощности

$$\cos \varphi = \frac{P_{p3}}{S_{p3}} = \frac{18050,5}{23498} = 0,77$$

Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата

НГГИ 5520200. 257-14 ВКР

Стр

16

3.2. Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности потребителей $U_H = 10\text{кВ}$ производится перевозбуждением СД. По этому для компенсации реактивной мощности потребителей $U_H = 10\text{кВ}$ конденсаторные установки не предусмотрены.

Компенсация реактивной мощности потребителей $0,4\text{кВ}$ осуществляется для групп потребителей по цехам посредством ККУ. Каждая ступень регулирования 80кВар . $\cos\varphi$ принимается $0,95$, которому соответствует $\text{tg}\varphi = 0,327$.

Принимаются ККУ модификации ККУ – 38 – V на базе конденсаторов КМ – 1 – 0,38.

Необходимая величина компенсируемой мощности:

$$Q_{ki} = P_{pi} (\text{tg}\varphi_i - \text{tg}\varphi_H) [\text{кВар}]$$

Расчеты Q_{ki} производятся в табличной форме с последующим суммированием результатов.

Например для цеха 1 $P_p = 1590$; $Q_p = 986[\text{кВар}]$; $\text{tg}\varphi = 0,62$
тогда $Q_{k1} = 1590 \cdot (0,620 - 0,327) = 466[\text{кВар}]$

то есть необходимо компенсировать реактивную мощность $466[\text{кВар}]$, что возможно сделать приняв два комплекта КУ по $245[\text{кВар}]$ каждый и обозначить как $490 = 2 \cdot 245[\text{кВар}] = Q_k^1$

Расчетные реактивные и компенсируемые реактивной мощности приведены в таблицу №3

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		17

Таблица №3

№ цеха	$P_{рас}$ кВт	$Q_{рас}$ кВар	$tg \varphi_i$	$tg \varphi_H$	Q_k кВар	$Q_k^1 = n \cdot Q_{ккУ}$ кВар
1	1590	986	0.62	0.327	466	490=2x245
2	1012	627.3	0.62	0.327	296.5	330=2x165
3	447.2	393.5	0.88	0.327	247.3	330=2x165
4	705.5	437	0.62	0.327	206.7	245=165+80
5	1323	820	0.62	0.327	388	405=245+165
6	1410	1692	1.2	0.327	1231	1280=4x320
7	149	258	1.73	0.327	209	245=165+80
8	52.8	39.6	0.75	0.327	22.33	
9	948	711.4	0.75	0.327	401	405=245+160
10	163.2	217	1.33	0.327	163.7	160=2x80
11	217	134.6	0.62	0.327	63.6	80=1x80
12	109	111	1.02	0.327	75.54	80=1x80
13	6.08	5.23	0.86	0.327	3.24	
14	22.57	14	0.62	0.327	6.61	
15	24	28	1.17	0.327	20.23	
16	421	371	0.88	0.327	234.5	245=165+80
17	44.58	39.2	0.88	0.327	24.65	
	8645	6885		0.327	4060	4295

Коэффициент мощности по заводу после компенсации

$$Q_{P3}^1 = Q_{P3} - \sum Q_k^{10} - \sum Q_k^1 = 15045 - 5980 - 4295 = 4770 [\text{кВар}]$$

$$S_{P3}^1 = 18050.5 + j \cdot 4770 = 18670 [\text{кВар}]; \quad \cos \varphi^1 = 18050.5 / 18670 = 0.97$$

сбор мощностей и заводу в целом

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		18

Таблица №4

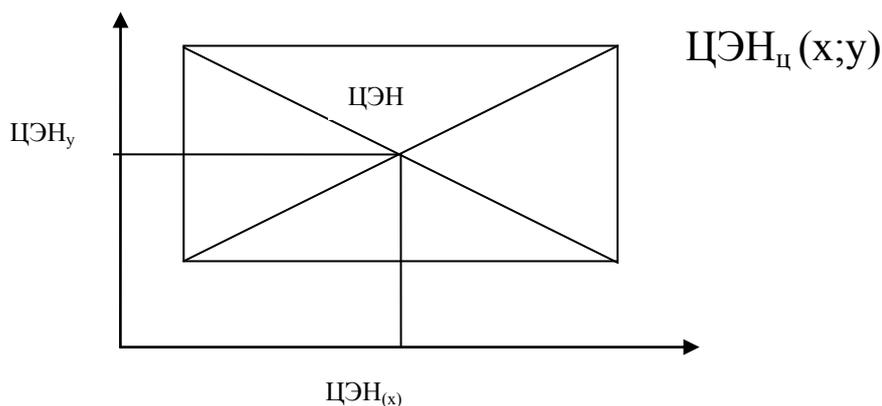
№ цеха	$P_{p.c}^{0,4}$ кВт	$P_{p.o}^{0,4}$ кВт	$P_{p.c}^{+}$ $P_{p.o}$ кВт	P_p^{10} кВт	$P_p^{0,4+10}$ кВт	$Q_p^{0,4}$ кВар	Q_p^{10} кВар	$S^{0,4}$ кВА	S^{10} кВА
1	1590	19,44	1609,44	-	1609,44	496	-	1684	
2	1012	51,84	1063,84	1560	2623,84	297,3	-	1104,6	1560
3	447,2	9,94	457,14	-	457,14	63,5	-	461,5	
4	705,5	25,92	731,42	510	1241,42	192,4	-	756,3	510
5	132,3	17,28	1340,28	2125	3465,28	415	-	1403	2125
6	1410	21,60	1431,6	-	1431,6	412	-	1489,7	
7	149	3,38	152,38	-	152,38	13	-	152,9	
8	52,8	10,61	63,41	1418	1481,41	39,6	1064	74,76	1772,8
9	948	11,52	959,5	3087	4046,5	306,4	-	1007	3087
10	163,2	43,47	206,67		206,67	57	-	214,38	
11	217	9,33	226,33		226,33	54,6	-	232,8	
12	109	4,32	113,32		113,32	31	-	117,48	
13	6,08	5	11,08		11,08	523	-	12,25	
14	22,57	2,98	25,5		25,5	14	-	29,3	
15	24	5,40	29,4		29,4	28	-	40,6	
16	421	6,46	427,46		427,46	126	-	447,56	
17	44,58	4	48,58		48,58	39,2	-	62,42	
Σ	8645	252,5	8897,5	8700	17597,5	2590		9290,4	9054,8

Примечание в цехе №8 $S^{10} = 1772,8$ [кВар] – есть мощность потребления высоковольтными асинхронными двигателями. Для компенсации реактивной мощности необходимо дополнительное перевозбуждения СД в других цехах.

3.3. Определение ЦЭН и картограмма электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок строится для определения центра электрических нагрузок (ЦЭН).

Для определения ЦЭН по заводу необходимо сперва определить координаты геометрического ЦЭН каждого цеха



ЦЭН по заводу определяется по

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum (P_{\text{рц}} \cdot X_i)}{\sum P_{\text{рц}}}; \quad Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum (P_{\text{рц}} \cdot Y_i)}{\sum P_{\text{рц}}}$$

где $P_{\text{рц}} = P_p^{0,4} + P_{\text{ро}} + P_p^{10}$

X_i и Y_i – координаты ЦЭН цеха.

Расчеты ведутся в табличной форме

Таблица № 5

№ цеха	$P_{\text{рц}}$ кВт	X_i м	Y_i м	$P_{\text{рц}} \cdot X_i$	$P_{\text{рц}} \cdot Y_i$
1	1609,5	150	145	241425	233378
%	2623,84	250	160	655950	419808
3	457,14	360	150	164556	68565
4	1241,48	310	65	384834	80691
5	3465,28	345	185	1195521,6	641080
6	1431,6	245	80	350742	114528
7	152,38	385	217	58674	33070
8	1481,41	140	48	207396	71107
9	4046,5	392	54	1586228	218511
10	206,67	480	35	99201	7234
11	226,33	433	188	98001	42550
12	113,32	506	204	57330	23113
13	11,08	538	155	5961	1717
14	25,55	165	94	4216	2402
15	29,4	185	189	5439	5557
16	427,46	35	207	14962	88492
17	48,58	56	74	2721	3595
Σ	17597,5	292	117	5133165	2055398

$$Y_{ЦЭН} = \frac{2055398}{17597,5} = 117[м]$$

$$ЦЭН = 292[м по X] \\ 117[м по Y]$$

$$X_{ЦЭН} = \frac{5133165}{17597,5} = 292[м]$$

Построим круговых диаграмм

Максимальную мощность потребления электроэнергии имеет компрессорный цех. Для него принимается круговая диаграмма с $r = 5$ см, тогда масштаб будет равен

$$m = \frac{P_{pi}}{\pi \cdot r^2} = \frac{4046,5}{\pi \cdot 5^2} = 51 \text{ кВт} / \text{см}^2$$

Для остальных диаграмм $r = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}$ (см)

$$r_1 = \sqrt{\frac{1609,5}{\pi \cdot 51}} = 3,17[см]$$

$$r_{10} = \sqrt{\frac{206,67}{\pi \cdot 51}} = 1,14[см]$$

$$r_2 = \sqrt{\frac{2623,2}{\pi \cdot 51}} = 4,05[см]$$

$$r_{11} = \sqrt{\frac{226,33}{\pi \cdot 51}} = 1,2[см]$$

$$r_3 = \sqrt{\frac{457,1}{\pi \cdot 51}} = 1,7[см]$$

$$r_{12} = \sqrt{\frac{113,3}{\pi \cdot 51}} = 0,85[см]$$

$$r_4 = \sqrt{\frac{1241,4}{\pi \cdot 51}} = 2,8[см]$$

$$r_{13} = \sqrt{\frac{11,08}{\pi \cdot 51}} = 0,25[см]$$

$$r_5 = \sqrt{\frac{3465,3}{\pi \cdot 51}} = 4,65[см]$$

$$r_{14} = \sqrt{\frac{25,55}{\pi \cdot 51}} = 0,40[см]$$

$$r_6 = \sqrt{\frac{1431,6}{\pi \cdot 51}} = 3,0[см]$$

$$r_{15} = \sqrt{\frac{29,4}{\pi \cdot 51}} = 0,43[см]$$

$$r_7 = \sqrt{\frac{152,4}{\pi \cdot 51}} = 0,97[см]$$

$$r_{16} = \sqrt{\frac{427,5}{\pi \cdot 51}} = 1,63[см]$$

$$r_8 = \sqrt{\frac{1481,4}{\pi \cdot 51}} = 3,04[см]$$

$$r_{17} = \sqrt{\frac{48,58}{\pi \cdot 51}} = 0,55[см]$$

$$r_9 = \sqrt{\frac{4046,5}{\pi \cdot 51}} = 5,0[см]$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		21

Определим сектора освещения и сектора потребления

$$U_H = 10\text{кВ}$$

$$\alpha_0 = \frac{P \cdot 360^0}{P_{pi}} \quad \alpha_{10} = \frac{P^{10} \cdot 360^0}{P_{pi}} [0^0]$$

Где α_0 – сектор освещение

α_{10} – сектор потребителей 0,4кВ

$$\alpha_{01} = \frac{19.44 \cdot 360^0}{1609.5} = 4^0 21'$$

$$\alpha_{010} = \frac{43.47 \cdot 360^0}{206.67} = 75^0 43'$$

$$\alpha_{02} = \frac{51.84 \cdot 360^0}{2623.8} = 7^0 07'$$

$$\alpha_{011} = \frac{933 \cdot 360^0}{226.33} = 14^0 50'$$

$$\alpha_{03} = \frac{9.94 \cdot 360^0}{457.1} = 7^0 50'$$

$$\alpha_{012} = \frac{4.32 \cdot 360^0}{113.3} = 13^0 43'$$

$$\alpha_{04} = \frac{25.92 \cdot 360^0}{1241.4} = 7^0 31'$$

$$\alpha_{013} = \frac{5.00 \cdot 360^0}{11.08} = 162^0 27'$$

$$\alpha_{05} = \frac{17.28 \cdot 360^0}{3465.3} = 1^0 48'$$

$$\alpha_{014} = \frac{2.98 \cdot 360^0}{25.55} = 42^0 00'$$

$$\alpha_{06} = \frac{21.6 \cdot 360^0}{1431.6} = 5^0 25'$$

$$\alpha_{015} = \frac{5.40 \cdot 360^0}{29.4} = 66^0 07'$$

$$\alpha_{07} = \frac{3.38 \cdot 360^0}{152.4} = 8^0$$

$$\alpha_{016} = \frac{6.46 \cdot 360^0}{427.5} = 5^0 26'$$

$$\alpha_{08} = \frac{10.61 \cdot 360^0}{1481.4} = 2^0 35'$$

$$\alpha_{017} = \frac{4.00 \cdot 360^0}{48.58} = 29^0 38'$$

$$\alpha_{09} = \frac{11.52 \cdot 360^0}{4046.5} = 1^0 01'$$

$$\alpha_5^{10} = \frac{2125.5 \cdot 360^0}{3465.3} = 220^0 45'$$

$$\alpha_2^{10} = \frac{1560 \cdot 360^0}{2623.8} = 214^0$$

$$\alpha_8^{10} = \frac{1418 \cdot 360^0}{1481.4} = 344^0 35'$$

$$\alpha_4^{10} = \frac{510 \cdot 360^0}{1241.4} = 147^0 53'$$

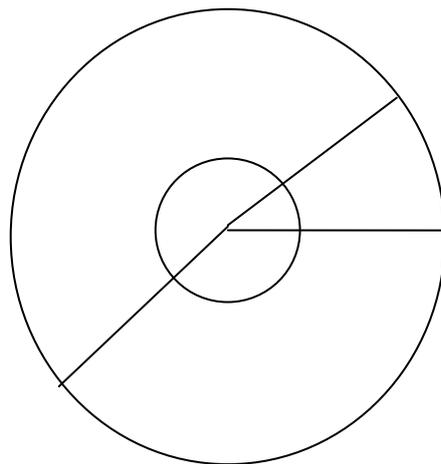
$$\alpha_9^{10} = \frac{3087 \cdot 360^0}{4046.5} = 247^0 38'$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		22

Сектора круговых диаграмм.

Таблица № 6

№ цеха	$P_{рц}$ [кВт]	$P_{ро}$ [кВт]	$P_{р}^{10}$ [кВт]	r см	α_0 [градус]	α_{10} [градус]
1	1609.5	19,44	—	3,17	$4^0 21'$	—
2	2623.8	51,84	1560	4,05	$7^0 07'$	214^0
3	457.1	9,94	—	1,7	$7^0 50'$	—
4	1241.4	25,98	510	2,8	$7^0 31'$	$147^0 53'$
5	3465.3	17,28	2125	4,65	$1^0 48'$	$220^0 45'$
6	1431.6	21,6	—	3,0	$5^0 25'$	—
7	152.4	3,38	—	0,97	8^0	—
8	1481.4	10,61	1418	3,04	$2^0 35'$	$344^0 35'$
9	4046,5	11,52	3087	5,0	$1^0 01'$	$274^0 38'$
10	202,67	43,47	—	1,14	$75^0 43'$	—
11	226,33	9,33	—	1,2	$14^0 50'$	—
12	113,3	4,32	—	0,85	$13^0 43'$	—
13	11,08	5,00	—	0,25	$162^0 27'$	—
14	25,55	2,98	—	0,40	$42^0 00'$	—
15	29,4	5,40	—	0,43	$66^0 07'$	—
16	427,5	6,46	—	1,63	$5^0 26'$	—
17	48,58	4,00	—	0,55	$29^0 38'$	—
Σ	17598	258,5	8700			—



Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата
-----	------	-------------	--------	------

НГГИ 5520200. 257-14 ВКР

Стр

23

3.4. Рациональный выбор питающего напряжения.

Длина ЛЭП от системы до ГПП – 12км

Выбор оптимального напряжения.

$$U = 4.34 \cdot \sqrt{\ell + 0.016 \sum P_{\rho c}}$$

$$U = 4.34 \cdot \sqrt{12 + 0.016 \cdot 18050.5} = 75.27 [\text{кВ}]$$

По шкале номинальных напряжений

$$35 < 75,27 < 110 [\text{кВ}]$$

Целесообразно провести выбор по двум вариантам питающего напряжения - 35 кВ и 110кВ.

Вариант – I $U_H = 35 [\text{кВ}]$

а) сила тока

$$I_P = \frac{S'_{P3}}{n \sqrt{3} \cdot U_H} [A]$$

$$I_P = \frac{18670}{2 \sqrt{3} \cdot 35} = 154 [A]$$

б) сила тока в аварийном режиме

$$I_a = \frac{S'_{P3}}{1 \sqrt{3} \cdot U_H} [A]; \quad I_a = \frac{18670}{\sqrt{3} \cdot 35} = 308 [A]$$

в) сечение провода: j_9 – экономическая мощность тока ; при j_9

$$F = \frac{I_P}{j_9} [мм^2] = 1,2 мм^2 \quad F = \frac{154}{1,2} = 128 мм^2$$

г) принимается 2АС3х70/16: $I_{\text{дд}} = 265 \text{А} > I_P$

в аварийном режиме соблюдения $I_a < 1.3 I_{\text{дд}}$; имеем

$308 < 1,3 \cdot 265 = 344,5 [A]$ сечения провода достаточное.

д) коэффициент загрузки $K_3 = \frac{I_P}{I_{\text{дд}}}$

$$K_3 = \frac{154}{265} = 0.58$$

ж) стоимость 1 км линии $K_{\text{вл}}^{35} = 10,7 [млн.сум/км]$ для стальных опор двух

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
						24
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		

цепных с одновременной подвеской двух цепей, тогда стоимость линии:

$$K'_{BL} = n \cdot K_{BL} \cdot \ell [\text{млн.сум}]$$

$$K'_{BL} = 1 \cdot 10,7 \cdot 12 = 128,4 [\text{млн.сум}]$$

время максимальных потерь за 1 год

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5400}{10000} \right)^2 \cdot T_{год}; \quad T_M - \text{время использовано максимальных}$$

нагрузок. При трехсменной работе

$$T_M = 5400 \text{час}; \quad T_{год} = 8760 \text{час}$$

$T_{год}$ – количество часов в год:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3862 \text{час} / \text{год}$$

стоимость потерь нагрузок за 1 год.

$$m = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) \cdot \tau_m; \quad \alpha = 215000 \text{сум} / \text{кВт} \cdot \text{год} - \text{основная ставка}$$

$\beta = 102 \text{сум} / \text{кВт} \cdot \text{год} - \text{дополнительная вставка}$

$$m = \left(\frac{215000}{5400} + 102 \right) \cdot 3862 = 547700 = 0,548 \text{млн.сум} / \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Стоимость потерь холостого хода за 1 год

$$m_o = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \right) \cdot T_B; \quad T_B = 6000 \text{час} - \text{время включения при трехсменной работе.}$$

$$m_o = \left(\frac{215000}{5400} + 102 \right) \cdot 6000 = 851000 = 0,851 [\text{млн.сум} / \text{кВт} \cdot \text{год}]$$

з) Потери линии: $\Delta P_H = 125 \text{кВт} / \text{км}$, тогда

$$\Delta W = \Delta P_H \cdot K_3^2 \cdot n \cdot \ell [\text{кВт} \cdot \text{час}]$$

$$\Delta W = 125 \cdot 0,58 \cdot 2 \cdot 12 = 1009,2 [\text{кВт} \cdot \text{час}]$$

к) стоимость потери за 1 год 158 млн. сум

$$U_{ПЭ} = \Delta W \cdot m; \quad U_{ПЭ} = 1009,2 \cdot 0,548 = 553 \text{млн.сум.}$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		25

л) амортизационные отчисления по норме для металлических опор 110 и 35 кВ $E_a = 0,028$

$$U_a = E_a \cdot K'_{ВЛ} = 0,028 \cdot 128,4 = 3,6 \text{ млн. сум / год}$$

м) отчисления на текущий ремонт и обслуживание исходя из нормы $E_{ТР} = 0,004$

$$U_a = E_a \cdot K'_{ВЛ}; \quad U_a = 0,004 \cdot 128,4 = 0,5 \text{ млн. сум / год}$$

н) эксплуатационные расходы

$$U_{\text{э}} = U_{\text{ПЭ}} + U_a + U_{\text{ТР}} [\text{млн. сум / год}]$$

$$U_{\text{э}} = 553 + 3,6 + 0,51 = 557,11 [\text{млн. сум / год}]$$

п) приведенные затраты $E_H = 0,125$

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K'_{ВЛ} + U_{\text{э}} [\text{млн. сум / год}]$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,125 \cdot 128,4 + 557,11 = 573,16 [\text{млн. сум / год}]$$

Вариант II - $U_H = 110 \text{ кВ}$

а) сила тока по $I_p = \frac{18670}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 49 [\text{А}]$

$$I_a = \frac{18670}{\sqrt{3} \cdot 110} = 98 [\text{А}]$$

б) сечение провода

$$F = \frac{49}{1,2} = 41 [\text{мм}^2]$$

в) принимается из условия короны 2АС 3x70мм²

$$I_{\text{до}} = 265 [\text{А}]; \quad K = 13,5 \text{ млн. сум / км}; \quad \Delta P_{\text{ВЛ}} = 125 \text{ кВт / км}$$

в аварийном режиме по $265 \times 1,3 = 344,5 > I_a$ – сечения провода достаточное.

г) Коэффициент загрузки $K_3 = \frac{49}{265} = 0,18$

д) стоимость линии

$$K'_{ВЛ} = 1 \cdot 13,5 \cdot 12 = 162 [\text{млн. сум}]$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		26

ж) потери линии

$$\Delta W = 125 \cdot 0.18^2 \cdot 2 \cdot 12 = 97.2 [\text{кВт}]$$

з) стоимость потерь за год

$$U_{\text{ПЭ}} = 97.2 \cdot 0.548 = 53.27 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

к) амортизационные отчисления

$$U_a = 162 \cdot 0.028 = 4.54 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

л) отчисление на текущий ремонт и обслуживание

$$U_{\text{ТР}} = 162 \cdot 0.004 = 0.65 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

м) эксплуатационные расходы

$$U_{\text{Э}} = 53.27 + 4.54 + 0.65 = 58.45 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

н) приведенные затраты

$$Z_{\text{ПР}} = 0.125 \cdot 162 + 58.45 = 78.7 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Срок окупаемости

$$K_{\text{ВЛ}}^I = 128.4 [\text{млн.сум}]$$

$$U_{\text{Э}}^I = 557.11 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$K_{\text{ВЛ}}^{II} = 162 [\text{млн.сум}]$$

$$U_{\text{Э}}^{II} = 58.45 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K_{\text{ВЛ}} - K_{\text{ВЛ}}^I}{U_{\text{Э}}^I - U_{\text{Э}}^{II}} [\text{год}]$$

$$T_{\text{ОК}} = \frac{162 - 128.4}{557.11 - 58.45} = \frac{33.6}{498.6} = 0.07 [\text{год}]$$

Вариант II $U_H = 110 [\text{кВ}]$ - более рационален.

Результаты техник – экономического сравнения вариантов питающего напряжения

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		27

Таблица №7

Вариант №	U_H	I_p	Марка провода	$I_{дд}$	K_3	$K'_{вл}$	ΔW	$U_{пэ}$	U_a	$U_э$	$Z_{пр}$
	кВ	А		А	-	млн. сум	кВт	млн. Сум	млн.. Сум/год	млн. Сум/год	млн Сум/год
I	35	154	2АС3х70	265	0.58	128,4	1009,2	553	3,6	557,11	573,16
II	110	49	2АС3х70	265	0.18	162	97,2	53,27	4,54	58,45	78,7

3. 5. Выбор главной понизительной подстанции.

Для потребителей I и II категории, которые имеются на данном предприятии необходимо применить двухтрансформаторную подстанцию.

Для двухтрансформаторную подстанции выбор мощности одного трансформатора возможно допустить:

$$S_{HT} = S_p \cdot 0.7$$

$$S_{HT} = 18670 \cdot 0.7 = 13070 [\text{кВА}];$$

Принимаются два варианта ГПП 2х16МВА и ГПП 2х25МВА.

Вариант I $S_{HT} = 16000 [\text{кВА}]$

а) принимаются 2ТДН 16000/110; $P_{xx} = 18 [\text{кВт}];$

$$\Delta P_{кз} = 85 [\text{кВт}]; \quad K_T = 217,3 [\text{млн.сум} / 1 \text{ комплект}]$$

б) стоимость комплекта трансформаторной подстанции

$$K'_{ГПП} = 217,3 [\text{млн.сум}]$$

в) проверка по перегрузочной способности:

$$K_{пр} \cdot S_{HT} > S_{P3}$$

$$1.4 \cdot 16000 = 22400 > 18670 [\text{кВА}]$$

г) Коэффициент загрузки

$$K_3 = \frac{S_{P3}}{n \cdot S_{HT}}$$

$$K_3 = \frac{18670}{2 \cdot 16000} = 0.58$$

д) стоимость потерь в трансформаторе за 1 год

$$U_{IT} = n(m \cdot \Delta P_{K3} \cdot K_3^2 + m_o \cdot \Delta P_{XX}) [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$U_{IT} = 2(0,548 \cdot 85 \cdot 0,58^2 + 0,851 \cdot 18) = 2(15,67 + 15,32) = 69 [\text{млн.сум}]$$

ж) амортизационные отчисления. Для силового электротехнического оборудования РУ и ПС

$$E_a = 0.063; \quad U_a = E_a \cdot K'_{ГПП} [\text{млн.сум}]$$

$$U_a = 0,063 \cdot 217,3 = 13,7 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

з) отчисление на текущий ремонт и обслуживание из нормы

$$E_{TP} = 0,03$$

$$U_{TP} = E_{TP} \cdot K'_{ГПП} [\text{млн.сум}]$$

$$U_{TP} = 0,03 \cdot 217,3 = 6,52 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

к) эксплуатационные расходы

$$U_{\text{э}} = U_{IT} + U_a + U_{TP} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$U_{\text{э}} = 69 + 13,7 + 6,52 = 89,26 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

л) приведенные затраты из нормы $E_H = 0,12$

$$Z_{IP} = E_H \cdot K'_{ГПП} + U_{\text{э}} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$Z_{IP} = 0,125 \cdot 217,3 + 89,26 = 116,42 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Вариант II $S_{HT} = 25000 [\text{кВА}]$

а) принимается 2ТДН 25000[кВА/110]

$$\Delta P_{XX} = 34 [\text{кВт}]; \quad \Delta P_{K3} = 170 [\text{кВт}];$$

б) стоимость комплекта трансформаторной подстанции

$$K'_{ГПП} = 302.42 \text{ млн} / \text{сум} (\text{ГПП})$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		29

в) проверка по перегрузочной способности

$$K_{\text{пр}} = S_{\text{ТТ}} = 1,4 \cdot 25000 = 35000 > 18670 [\text{кВА}]$$

г) коэффициент загрузки

$$K_3 = \frac{18670}{2 \cdot 25000} = 0,37$$

д) стоимость потерь энергии в трансформаторе за год

$$U_{\text{ИТ}} = 2 \cdot (0,548 \cdot 170 \cdot 0,37^2 + 0,851 \cdot 34) = 2(12,75 + 28,93) = 83,37 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

е) амортизационные отчисления

$$U_a = 302,42 \cdot 0,063 = 19,05 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

ж) отчисления на текущий ремонт

$$U_{\text{ТР}} = 302,42 \cdot 0,03 = 9,07 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

к) эксплуатационные расходы

$$U_{\text{Э}} = 83,37 + 19,05 + 9,07 = 111,5 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

л) приведенные затраты

$$Z_{\text{пр}} = 0,125 \cdot 302,42 + 111,5 = 149,3 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

м) срока окупаемости

$$T_{\text{ок}} = \frac{217,3 - 302,42}{111,5 - 89,26} = \frac{-85,12}{498,6} = -3,8 [\text{год}]$$

так как Вариант I 2хТДН 16000/110 лучше по всем показателям.

Результаты технико-экономического сравнение двух вариантов выбора

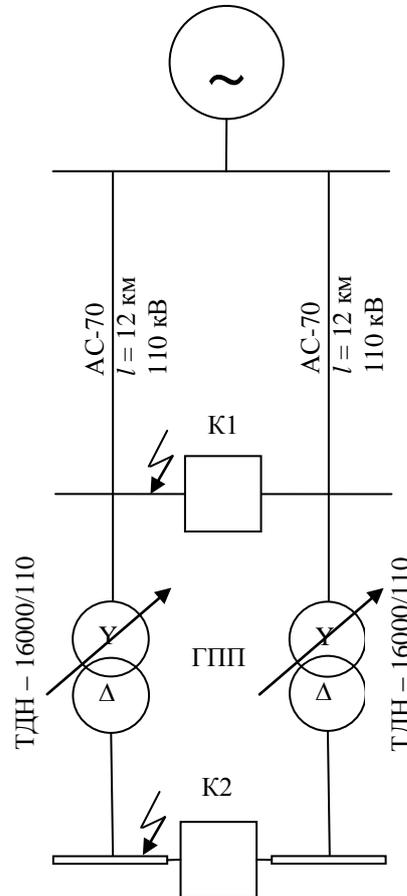
ГПП.

Таблица №8

Вариант №	S _T	N	Марка	K' _{ГПП}	K ₃	U _{ИТ}	U _a	U _{ТР}	U _Э	Z _{пр}
	Мва	шт.	Тр-ра	млн. сум	-	млн. сум/год	млн. сум/год	млн. сум/год	млн. сум/год	млн. сум/год
I	16	2	ТДН-16000/110	217,3	0.58	69	13,7	6,52	89,26	116,42
II	25	2	ТДН 25000/110	302,42	0.37	83,37	19,05	9,07	83,37	149,5

3.6. Расчет токов КЗ и выбор электрооборудования

Исходные данные



Система $X_{c \min} = 3.28[Ом]$
 $X_{c \max} = 24.36[Ом]$

ЛЭП₁ – АС70 $l = 12 км$
 $x_0 = 0.42 Ом/км$

ТДН – 16000/110,
 $\Delta P_K = 85 кВт$ $\Delta P_X = 18 кВт$,
 $U_H = 115 кВ$, $S_H = 16000 кВА$; ;

Рассчитываем сопротивления элементов сети.

Согласно исходным данным сопротивление системы в $X_{c \min} = 3.28[Ом]$; в минимальном режиме $X_{c \max} = 24.36[Ом]$.

Сопротивление ЛЭП – 110кВ

$$X = X_0 \cdot l = 0.42 \cdot 12 = 5.04[Ом]$$

$$Z_{ЛЭП} = j5.04[Ом]$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$Z_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} [Ом]; \quad X_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H^2} [Ом]$$

$$Z_T = \frac{85 \cdot 115^2}{16000} = 4.4[Ом]; \quad X_T = \frac{10.5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16000} = 87[Ом]$$

$$Z_{ГПП} = 4,4 + j8,7 = 87,1[Ом]$$

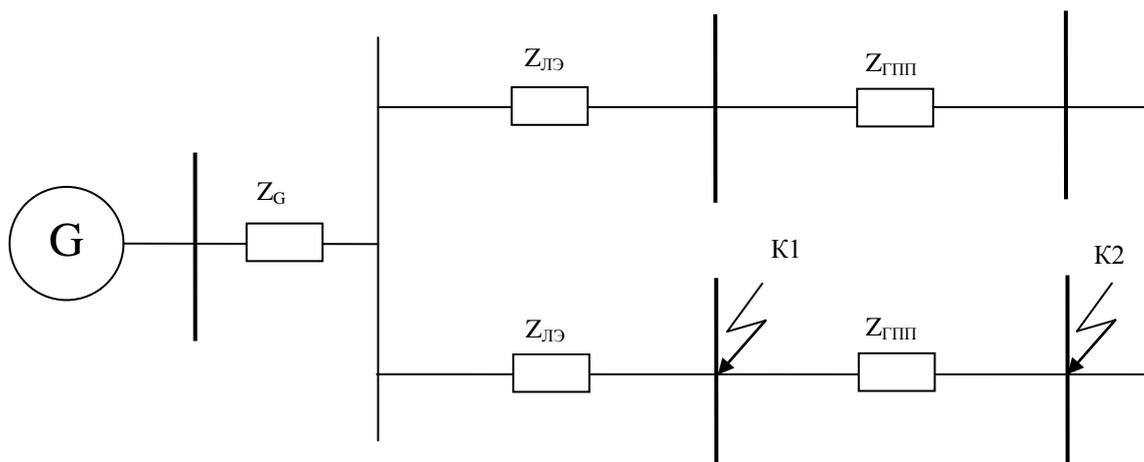
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата

НГГИ 5520200. 257-14 ВКР

Стр

31

Расчет токов КЗ в минимальном режиме.



$$Z_{K-1} = Z_C + Z_{ЛЭП} = j24.36 + j5.04 = j29.4[\text{Ом}]$$

$$I_{K3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} [\text{кА}]; \quad i_Y = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K3} = [\text{кА}]$$

$$I_{0,2} = I_K \cdot \sqrt{t_{КОМ}}; \quad t_{КОМ} = 0.5 \text{сек.}$$

$$Z_{K-2} = (Z_{K1} + Z_{ГПП}) \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2$$

Для К-1 $Z_{K-1} = j29.4[\text{Ом}]$

ток КЗ $I_{K3} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 29.4} = 2.16[\text{кА}]$

ударный ток $i_Y = 2.16 \cdot \sqrt{2} \cdot 1.8 = 5.5 \text{кА}$

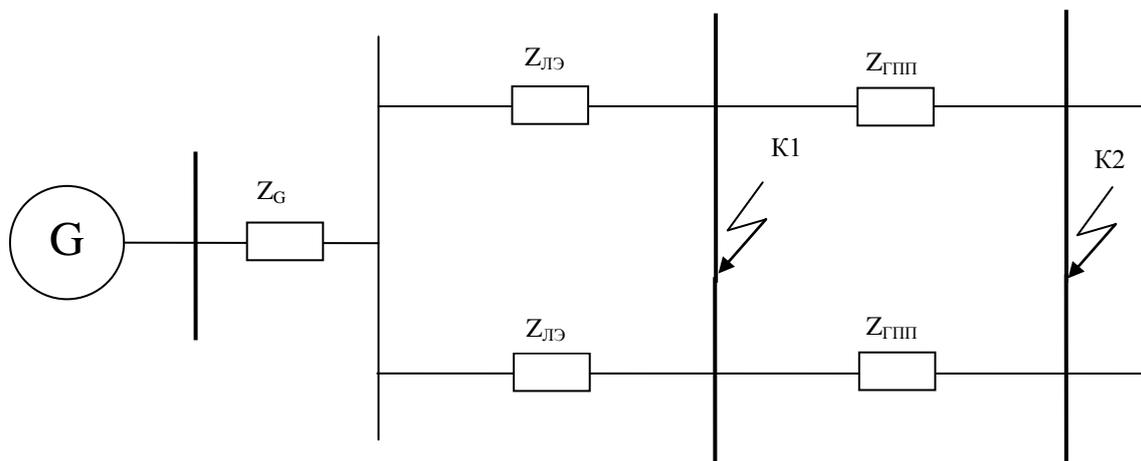
$$I_{0,2} = 2.16 \cdot \sqrt{0.5} = 1.53[\text{кА}]$$

$$S_{0,2} = 1.53 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 = 304 \text{МВА}$$

К-2 $Z_{K-2} = (4.4 + j88 + j29.4) \cdot \left(\frac{10.5}{115} \right)^2 = (4.4 + j116.4) \cdot 0.008 - 0.037 + 0.0097 = 0.97[\text{Ом}]$

Расчет токов КЗ в максимальном режиме

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		32



Для К-1 $Z_{K-1} = Z_C + \Pi Z_{ЛЭ} = -j3.28 + j \frac{5.04}{2} = j5.8 [\text{Ом}]$

$$I_{K3} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5.8} = 10.9 [\text{A}]; \quad i_{y\partial} = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10.9 = 27.87 [\text{кА}]$$

$$I_{0,2} = 10.9 \cdot \sqrt{0.5} = 7.7 [\text{кА}]$$

$$S_{0,2} = 7.7 \cdot \sqrt{3} \cdot 115 = 1533.7 [\text{МВА}]$$

Для К-2

$$Z_{K-2} = Z_{K-1} + \Pi Z_{ГПП} = \left(j5.8 + \frac{4.4 + j0.87}{2} \right) \cdot \left(\frac{10.5}{115} \right)^2$$

$$= (j49.3 + 2.2) \cdot 0.008 = 0.018 + j0.41 = 0.411 [\text{Ом}]$$

$$I_{K3} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0.411} = 14 [\text{кА}]; \quad i_{y\partial} = 1.4 \cdot 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 14 = 35.8 [\text{кА}]$$

$$I_{0,2} = 14 \cdot \sqrt{0.5} = 9.9 [\text{кА}]$$

Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата

Выбор высоковольтной аппаратурой

Таблица №9

Наименование	Тип	Кол.	Условия выбора	Данные	
				Расчетные	каталожные
1	2	3	4	5	6
Разъединитель с зазем. ножом	РЛНДЗ-2-110/630	6	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{\max}$ $i_{\max} \geq i_{уд}$ $I_t^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{ПП}$	$I_M = 98A$ $i_M = 28.87kA$ $I_K^2 \cdot 2.2 =$ $10.9^2 \cdot 2.2$ $= 261kA^2 \cdot c$	$U_H = 110kV$ $I_H = 630A$ $i_{\max} = 80kA$ $I_3^2 \cdot t_3 =$ $22^2 \cdot 3 =$ $1452kA^2 \cdot c$
Отделитель	ОД-110	2	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_{\max}$ $i_{\max} \geq i_{уд}$ $I^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{ПП}$	$I_M = 98A$ $i_M = 28.87kA$ $I_K^2 \cdot 2.2 =$ $10.9^2 \cdot 2.2$ $= 261kA^2 \cdot c$	$U_H = 110kV$ $I_H = 1000A$ $i_{\max} = 80kA$ $I_3^2 \cdot t_3 =$ $31^2 \cdot 3 =$ $2883kA^2 \cdot c$
Короткозамыкатель	КЗ-110	2	$U_H \geq U_P$		$U_H = 110kV$ $I_H = 51A$ $I_{\text{терм}}^3 = 20kA$
Разрядник вентильный	РВС -110	6	$U_H \geq U_P$		$U_H = 110kV$ $U_{\text{раб}} > 200kV$ $U_{\text{уми}} > 280kV$
Трансформатор тока в водах	ТВТ-110	6	$U_H \geq U_{\text{раб}}$ $I_H \geq I_{\max}$ $i_{\max} \geq i_{уд}$ $(k_t \cdot I)^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{ПП}$	$U_H = 110kV$ $I_M = 98A$ $i_{уд} = 28.87kA$ $I_K^2 \cdot t_{ПП} =$ $10.9^2 \cdot 2.2$ $= 261kA^2 \cdot c$	$U_H = 110kV$ $I_{\text{НОМ}} = 750A$ $i_{\max} =$ $k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_H =$ $100 \cdot \sqrt{2} \cdot 0.75$ $= 106kA$ $(k_t \cdot I)^2 \cdot t =$ $(34 \cdot 0.75)^2 \cdot 1$ $= 650kA^2 \cdot c$

Выбор высоковольтной аппаратурой

Продолжение таблицы №9

Наименование	Тип	Кол.	Условия выбора	Данные	
				Расчетные	каталожные
1	2	3	4	5	6
Выключатель маломасляный	ВКЭ -10-630-31,5	10	$U_H \geq U_{раб}$ $I_H \geq I_{раб}$ $i_{макс} \geq i_{уд}$ $I_{отк} > I_{0.2}$ $S_{отк} > S_{0.2}$ $I_t^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{ПП}$	$U_H = 10кВ$ $I_P = 119,6А$ $i_{уд} = 35,8А$ $I_{0.2} = 9,9кА$ $S_{0.2} = 180$ $m \cdot кВА$ $I_K^2 \cdot t_{ПП} =$ $14^2 \cdot 2.2$ $= 431кА^2 \cdot с$	$U_H = 10кВ$ $I_H = 630А$ $I_{макс} = 85кА$ $I_{откл} = 31,5кА$ $S_{откл} =$ $540кВА$ $I_t^2 \cdot t =$ $31,5^2 \cdot 4 =$ $3970кА^2 \cdot с$
Разрядник вентильный	РВМ-10	12	$U_H \geq U_P$	$U_H = 10кВ$	$U_{проб} > 25кВ$ $U_H = 12,7кВ$
Разъединитель с заземленным ножом	РВ(3)1-10/630	14	$U_H \geq U_P$	$U_H = 10кВ$	$U_H = 10кВ$ $I_T^4 = 31.5кА$ $I_{макс} = 85кА$
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2	$U_H \geq U_{раб}$	$U_H = 10кВ$	$U_H = 10кВ$ $U_{НН} = 100;$ $100/3В$ $S_{макс} =$ $1000ВА$
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	26	$U_H \geq U_{раб}$ $I_H \geq I_{макс}$ $i_{макс} \geq i_{уд}$ $(k_t \cdot I)^2 \cdot t \geq I_K^2 \cdot t_{ПП}$	$U_H = 10кВ$ $I_{макс} = 125А$ $i_{уд} = 35,3А$ $I_K^2 \cdot t_{ПП} =$ $14^2 \cdot 2.2$ $= 431кА^2 \cdot с$	$U_H = 10кВ$ $I_H =$ $200/300$ $/400А$ $i_{макс} = 172 \cdot$ $\sqrt{2} \cdot 0.4$ $= 96кА$ $(k_t \cdot I)^2 \cdot t =$ $(50 \cdot 0,4)^2 \cdot 1$ $= 576кА^2 \cdot с$

Изм	Лист	№ Документа	Подпис Дата

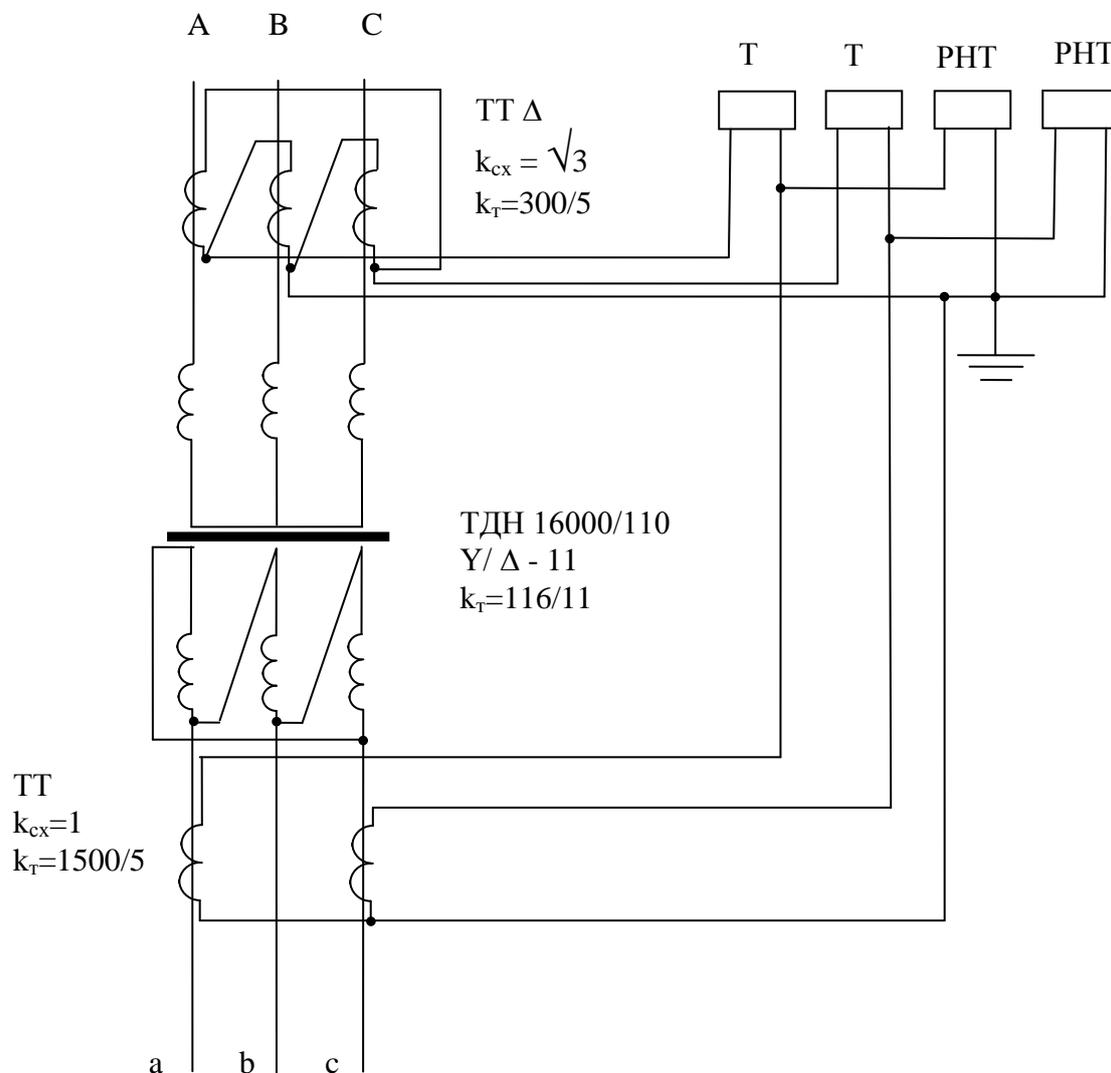
НГГИ 5520200. 257-14 ВКР

Стр

35

3.7. Релейная защита силового трансформатора на ГПП

Так как группа соединения обмотки трансформатора то целесообразно принять двух релейную схему соединения трансформатора тока ГПП



Т – реле МТЗ

ТД – реле дифференциальной защиты

Исходные данные защищаемого трансформатора.

ТДН 16000110; $U_{н.ВН} = 115кВ$ $U_{н.НН} = 11,5кВ$

РПН в нейтрали ВН = $\pm 16\%$

Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата
-----	------	-------------	--------	------

НГТИ 5520200. 257-14 ВКР

Стр

36

$$U_K = 10,5\%$$

По ГОСТ 12965 – 74 $U_{K \max} = 11.5\%$

$$U_{K.mix} = 9.82\%$$

$$X_{C.max} = 5.8[Ом]$$

$$X_{C.mix} = 29.4[Ом]$$

Основные виды повреждений трансформаторов

К ним относятся:

- А) замыкание между фазами внутри кожуха трансформатора и на наружных выводах обмотки;
- Б) замыкания в обмотках между витками одной фазы;
- В) замыкания на землю обмоток или их наружных выводах;
- Г) повреждения магнитопровода трансформаторов, приводящее к появлению местного нагрева и «пожару стали».

В качестве защит от повреждений применяются токовая отсека, дифференциальная и газовая защиты.

Ненормальная режимы и защита от них.

К ним относятся:

- А) появление сверх токов
- Б) внешние КЗ.
- В) перегрузка
- Г) повышение напряжения

Защита осуществляется при помощи максимальной токовой защиты (МТЗ).

Расчет дифференциальной токовой защиты силового трансформатора на ГПП.

Применяется двух релейная схема дифференциальной защиты.

Вычисление номинальных токов трансформатора

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		37

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{H.ВН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 81[A]; \quad I_{H.НН} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840[A].$$

Для компенсации углового сдвига ТТ на стороне 110кВ ТТ соединяются в Δ , а на стороне 10кВ – в неполную звезду.

Отсюда принимается коэффициент схемы соединения ТТ на стороне ВН $k_{CX} = 1$

Предварительный коэффициент трансформации ТТ.

$$n_{ТТ} = \frac{I_H \cdot k_{CX}}{5} = [A]$$

$$n_{ТТ} = \frac{I_H \cdot k_{CX}}{5} = \frac{81 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{140}{5}$$

$$n_{ТТ} = \frac{I_H \cdot k_{CX}}{5} = \frac{840 \cdot 1}{5} = \frac{840}{5}$$

Так как ТТ недопускают длительного протекания рабочих токов больше, чем номинальный, принимаются несколько завышенные значения n_T .

$$n_{T.ВН} = 300/5 \quad n_{T.НН} = 1500/5$$

Расчет токов протекающих через силовой трансформатор.

Так как в сеть несколько ступеней трансформации расчет токов КЗ. Следует выполнять с учетом наличия у трансформатора РПН. При крайних ступенях положительного и отрицательного регулирования коэффициент регулирования трансформатора равен.

$$\alpha_{\max} = 1 + \Delta U = 1 + 0.16 = 1.16 \quad \text{так как РПН} = \pm 16 \%$$

$$\alpha_{\min} = 1 - \Delta U = 1 - 0.16 = 0.84$$

Вычисления параметров трансформатора.

Сопротивления трансформатора на средней ступени РПН.

$$X_{T.НОМ} = \frac{U\%_K \cdot U_T^2}{100 \cdot S_T}$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		38

$$X_{T.HOM} = \frac{10.5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86.7 [OM]$$

Сопротивления трансформатора на максимальной ступени РПН.

$$X_{T.max} = \frac{U_{K.max}}{U_{K.min}} \cdot X_{T.HOM} \cdot \alpha_{max}^2$$

$$X_{T.max} = \frac{86.7 \cdot 11.5}{10.5} \cdot 1.16^2 = 128 [OM]$$

Сопротивления трансформатора на минимальной ступени РПН.

$$X_{T.min} = X_{T.HOM} \cdot \frac{U_{K.max}}{U_{K.min}} \cdot \alpha_{min}^2 = 86.7 \cdot \frac{9.82}{10.5} \cdot 0.84^2 = 57.2 [OM]$$

Напряжения трансформатора на максимальной и минимальной ступени РПН.

$$U_T = U_T \cdot \alpha$$

$$U_{T.max} = U_{T.BH} \cdot \alpha_{max} = 115 \cdot 1.16 = 133.4 kV$$

$$U_{T.min} = U_{T.BH} \cdot \alpha_{min} = 115 \cdot 0.84 = 96.6 kV$$

Ток трансформатора на стороне регулирования при максимальной и минимальной ступени РПН.

$$I_{T.pez} = \frac{I_H}{\alpha}$$

$$I_{T.max\ pez} = \frac{I_H}{\alpha_{max}} = \frac{81}{1.16} = 69.2 [A]$$

$$I_{T.min\ pez} = \frac{I_H}{\alpha_{min}} = \frac{81}{0.84} = 95.5 [A]$$

Коэффициент трансформации трансформатора.

$$k_{T.pez} = \frac{U_{BH.H}}{U_{HH.H}} \cdot \alpha$$

$$k_{T.max\ pez} = \frac{U_{BH.H}}{U_{HH.H}} \cdot \alpha_{max} = \frac{115}{11} \cdot 1.16 = 12.13$$

$$k_{T.min\ pez} = \frac{U_{BH.H}}{U_{HH.H}} \cdot \alpha_{min} = \frac{115}{11} \cdot 0.84 = 8.78$$

Расчет аварийных токов.

Расчет максимально аварийного тока, протекающего через трансформатор, приведенный к напряжению 110кВ, при трехфазном КЗ на шинах 11кВ.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		39

$$I_{T.ав.маx} = \frac{U_{H.HH} \cdot k_{K.min\text{ пез}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.маx} + X_{T.min})}$$

$$I_{T.ав.маx} = \frac{11000 \cdot 8.78}{\sqrt{3} \cdot (5.8 + 57.2)} = 885[A]$$

Действительный ток протекающий через трансформатор на стороне ВН.

$$I_{Tд}^{(3)} = I_{ав}^{(3)} + 0.6 \cdot I_{T.пез}$$

$$I_{TдВН.маx}^{(3)} = I_{авмаx}^{(3)} + 0.6 \cdot I_{T.min\text{ пез}} = 885 + 0.6 \cdot 955.5 = 942.3[A]$$

Ток на стороне НН $I_{T.д.НН} = I_{T.д.маx} \cdot k_{T.min\text{ пез}}$

$$I_{T.д.НН} = 942.3 \cdot 8.78 = 8273[A]$$

Расчет минимального аварийного тока, протекающего через трансформатор приведенный к стороне ВН при трехфазном КЗ на 110кВ.

$$I_{T.авmin}^{(3)} = \frac{U_{НН.Н} \cdot k_{T.маx\text{ пез}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C.min} + X_{T.маx})} = \frac{11000 \cdot 12.13}{\sqrt{3} \cdot (29.4 + 128)} = 489[A]$$

Действительный ток на стороне ВН.

$$I_{T.авmin}^{(3)} = I_{авmin}^{(3)} + 0.6 \cdot I_{T.маx\text{ пез}} = 489 \cdot 0.6 \cdot 69.2 = 530.52[A]$$

Ток на стороне НН

$$I_{T.авmin}^{(3)} = I_{авВН}^{(3)} \cdot k_{T.маx\text{ пез}} = 530.52 \cdot 12.13 = 6435[A]$$

Первичный ток срабатывания дифференциальной защиты.

Выбирается по двум условия:

А) по условию отстройки от броска тока намагничивание при включении ненагруженного трансформатора при крайнем отрицательном положении устройства РПН. $I_{C.3} \geq k_H \cdot I_{T.min\text{ пез}}$ где k_H - коэффициент надежности $k_H = 1,3$ для реле РНТ- 565 $I_{C.3} \geq 1.3 \cdot 95.5 = 124.15[A]$

Б) по условию отстройки от расчетного максимального тока небо $I_{Н.б.расч.}$ при переходных режимах внешней КЗ. Ток обусловлен полный погрешностью ТТ $E - I_{Нбс}$, погрешностью регулирования напряжения $\Delta U_{пез} - I_{нб.пез}$ и погрешностью от неточного выравнивания м.д.с. в реле $\Delta f_{выр} - I_{нб.пез}$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		40

Таким образом $I_{нб.расч.} = I_{нб.Е} + I_{нб.рег.} + I_{нб.выр.}$

По данным условию:

$$I_{С.З.} = k_H \cdot I_{нб.расч.} = k_H \cdot (k_{антр} \cdot k_{одн} \cdot E + \Delta U_{рег} + \Delta f \cdot вып) \cdot I_{К.ВН}^{(3)}$$

Где $k_{антр}$ - апериодическая составляющая = 1

$k_{одн}$ - коэффициент однотипности = 1

E – погрешность ТТ $\approx 10\% = 0,1$

$\Delta U_{рег}$ - погрешность регулирования РПН = 0,16

$\Delta f_{выр}$ - погрешность токов плеч защиты

Сперва рассчитывается $I_{сб}$ без учета так как $I_{сб}$ по условию «б» больше чем по условию «а», дальнейшие расчеты ведутся с $I_{сб} = 310,5[A]$

Применяется $I_{сб} = 318[A]$

Расчет тока срабатывания реле.

Вычисляются вторичные циркулирующие токи, при этом учитывается что ТТ АН 115кВ соединены в Δ , а ТТ НН 11кВ в неполную звезду.

$$I = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{СХ}}{n_T}$$

$$I_{ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T \cdot 10} = \frac{81 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 2,34[A]$$

$$I_{НН} = \frac{I_{НОМ.НН} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T \cdot 10} = \frac{840 \cdot 1}{1500/5} = 2,8[A]$$

Определение возможности применения дифференциальной защиты без торможения с реле серии РНТ - 560

Условие возможности применения РНТ – 560 $k \cdot r_{min} \triangleright 2$

$$\text{Токи в реле } I_{С.Р.} = \frac{I_{С.З.} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T}$$

$$I_{С.Р.110} = \frac{I_{С.З.} \cdot k_{СХ}^{(3)}}{n_T \cdot 110} = \frac{318 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 9,18[A]$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		41

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ. На стороне НН.

$$k_{q.min} = \frac{15 \cdot I_{Kmin}^{(3)}}{n_{110} \cdot I_{C.P.} \cdot 110}$$

$$k_{q.min} = \frac{15 \cdot 530.52}{(300/5) \cdot 9.18} = 1.44 < 2$$

Так как $k_q < 2$, то защиту с реле без торможения серии РНТ – 560 применить нельзя.

Принимается реле типа ДЗТ – 11 с одной тормозной обмоткой, которая присоединяется к ТТ 10 кв. В этом случае при внешних КЗ., например на шинах 10 кв, селективность защиты обеспечивается торможением реле током КЗ., а при КЗ. В зоне защиты торможения отсутствует, при этом $I_{C.P.} > k_H \cdot I_{НОМ.МАКС.}$

для ДЗТ – 11 $k_H = 1,5$

$$I_{C.P.} > 1.5 \cdot 95.5 = 143A$$

Расчет токов срабатывания реле на основной стороне – 110кВ

$$I_{C.P.ОСН.} = I_{C.P.110} \cdot \frac{I_{C.З.} \cdot k_{CX}^{(3)}}{n_{Т110}}$$

$$I_{C.P.ОСН.} = I_{C.P.110} \cdot \frac{143 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4,13[A]$$

Обе уравнильные обмотки в реле ДЗТ используем в качестве рабочих, а рабочую (дифференциальную) отключаем.

Расчет числа витков.

Расчет число витков основной стороны определяется по:

$$\varpi_{ОСН.Р} = \frac{F_{CP}}{I_{CP110}}; \text{ где } F_{CP} = 100 \text{ А – ток срабатывания реле}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч.отс} = \frac{I_K^2}{I_{CP} \cdot n_{ТТ}}; \quad K_{ч.отс} = \frac{1871}{50.26 \cdot 300/5} = 0.62 < 2$$

Отсечка не чувствительна.

Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ). Выполнена на реле тока РТ – 40 и реле времени РВ – 200.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		42

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты с выдержкой времени:

$$I_{C.P.} = k_H \cdot k_3 \cdot I_{раб.ВН.макс} / k_в$$

$$k_H = 1,2 \quad k_3 - \text{коэффициент самозапуска} = 1,5;$$

$$k_в = 0,85 - \text{коэффициент возврата}$$

$$I_{C.P.} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,85} \cdot 81 = 171,5 [A]$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току,

протекающему в реле, которой имеется при двухфазном КЗ. На шинах 11 кВ

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C.3.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_K^{(3)} \cdot K_{TT}}{K_T \cdot I_{C.3.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{14000 \cdot \frac{11}{115}}{171,5} = 6,67 > 1,5 [A]$$

Ток срабатывания реле

$$I_{C.P.OM} = k_{CX} \cdot \frac{I_{C.3.}}{n_{TT}} = \sqrt{3} \cdot \frac{171,5}{300/5} = 4,95 [A]$$

Время срабатывания реле $t'' = 1,5''$

$$\varpi_{OCH.P} = \frac{100}{4,13} = 24,2 [\text{витков}]$$

Принимается $\varpi_{OCH.P} = \varpi_{раб.110} = \varpi_{УР.И} = 24 [\text{витков}]$.

Расчетное число витков второй уравнивающей обмотки, присоединенной к ТТ 10 кВ не основной стороны

$$\varpi_{неосн.р} = \varpi_{осн} \cdot \frac{I_{110}}{I_{10}} = 24 \cdot \frac{2,34}{2,8} = 19,9 [\text{витков}]$$

Принимается $\varpi_{OCH.P} = \varpi_{раб.110} = \varpi_{УР.И} = 20 [\text{витков}]$

Относительная погрешность от неточного выравнивания м.д.с.

$$\Delta f_{\text{выр}} = \frac{(\varpi_{УР.Ир} \cdot \varpi_{УР.И})}{\varpi_{УР.Ирас}}$$

					<i>НГТИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		43

$$\Delta f_{\text{выр}} = \frac{19,9 \cdot 20}{19,9} = 0,0050$$

Вычисление максимального расчетного первичного тока нет баланса, приведенный к сторон 10 кв

$$I_{\text{н.б.}} = (11 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,0050) \cdot \left(\frac{115}{11} \right) \cdot 942,3 = 2613 [A]$$

Первичный тормозной ток, протекающий через ТТ 10 кв $I_{\text{торм.10}} = I_{\text{к.ВН.макс}} \cdot k$;

$$I_{\text{торм.10}} = 942,3 \cdot \left(\frac{115}{11} \right) = 9851 [A]$$

Необходимое число витков тормозной обмотки с учетом, что для ДЗТ – 11 $\text{tg} \alpha = 0,87$

$$\varpi \geq \frac{k_H \cdot I_{\text{н.б.рас.}} \cdot \varpi_{\text{рас.неосн.}}}{I_{\text{торм.}} \cdot \text{tg} \alpha}$$

$$\varpi \geq \frac{1,5 \cdot 2612 \cdot 19,9}{9851 \cdot 0,87} = 9,1 [\text{вит.}]$$

Для большей необходимости принимается $\varpi_{\text{торм.}} = 13 [\text{вит.}]$.

Учитывая, что в принятой схеме присоединения тормозной обмотки к ТТ 10 кв при КЗ. В зоне защиты торможение реле отсутствует, вычисляется минимальный коэффициент чувствительности при двухфазных КЗ. На стороне 10 кв

$$k_4^{(2)} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{К110min}}^{(3)} \cdot \varpi_{\text{урII}}}{n_{\text{T110}} \cdot F_{\text{С.Р.}}}$$

$$k_4^{(2)} = \frac{1,5 \cdot 530,52 \cdot 24}{300/5 \cdot 100} = 3,18 > 2$$

Использования реле ДЗТ – 11 в качестве дифференциальной защиты допустимо.

Расчет максимальной токовой отсечки.

Максимальная токовая отсечка (МТО) выполнена на реле типа

РТ – 40 ($K_3 = 1,3$) так как ТТ – соединены по схеме Δ , то $k_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$

Ток срабатывания отсечки

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		44

$$I_{C.O} = K_3 \cdot I_{K3\max.}^{(3)} \cdot BH = 1,3 \cdot I_{K3\max.HH.}^{(3)} \cdot K_T$$

$$I_{C.O} = 1,3 \cdot 14000 \cdot \frac{11}{115} = 1741[A]$$

Ток срабатывания реле

$$I_{C.P.} = K_{C.X.} \cdot \frac{I_C}{n_{TT}} = \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 1741}{300/5} = 50.26[A]$$

Начальное значение сверх переходного тока

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3\min.BH}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2160 = 1871[A]$$

Защита от перегрузок выполнена на РТ – 40 и РВ – 200

Первичный ток срабатывания реле перегрузки.

$$I_{C.3.пер} = k_H \cdot I_{T.ном} / k_B = 1.05 \cdot 840 / 0.85 = 1037.6[A]$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.p.пре} = I_{C.3.пер} / n_T = 1037.6 / \frac{1500}{5} = 3.46[A]$$

В связи с тем, что защиту от перегрузки и отключают в ТТ ВН, то

$$I_{c.p.пре} = 1.05 \cdot 81 / 0.85 = 100[A]$$

$$I_{c.p.пре} = k_{c.x.} \cdot I_{c.x.} / n_{TT} = \sqrt{3} \cdot 100 / 300 / 5 = 2.88[A]$$

Время срабатывания от перегрузки $t'' = 9$ сек.

Кроме того устанавливается газовая защита, блокировка отключения отделителя, цепи включения короткозамыкателя.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		45

3.8. Компенсационная реактивная мощность

Неотъемлемой составляющей комплекса технических проблем электроэнергетики является рациональная КРМ, поскольку более 3-й реактивной мощности генерируется компенсирующими устройствами по близости от потребителей электроэнергии. В результате в электрической системе существенно уменьшаются потери активной мощности, электроэнергии и напряжения. Дополнительные и значительные преимущества в этих отношении дает оптимизация размещения КУ в электрических сетях. Каждая энергосистема и каждая распределительная сеть обладают определенной оптимизационной эффективностью по заранее выбранным критериям, являющиеся разницей их численных значений в оптимальных режимах КРМ и некоторых исходных. В связи с этим проблемой КРМ будем называть организацию такого управления выбором и размещением КУ в сетях потребителей, которая обеспечивает максимум указной эффективности.

Проблема КРМ - ярко выраженная системная проблема, предусматривающая и необходимый охват расчетом практически всех сетевых уровней энергосистем и взаимосвязь процессов компенсации с целым рядом смежных проблем – регулирование напряжения, повышением качества электроэнергии, надежностью работы энергосистемы. В части необходимого рассмотрения всей сети данная проблема не имеет аналогов в электроэнергетике. И даже общность в этом отношении с проблемой определения токов КЗ – кажущаяся. Известно, что с небольшой погрешностью последние можно определять по параметрам ближайшего трансформатора. Для выбора же КУ это совершенно неприемлемо: соответствующий технико-экономический эффект имеет место как раз в вышележащей сети. Так, совершенно снижение потерь мощности в трансформаторе, допустим, 6 (10) /0,4 кв и достаточном длинном питающим от него фидере 0,4 кв от установки на него конце КУ несколько раз меньше, чем наблюдаемое при этом в энергосистеме, в линии допустим, 330 или 500 кв. Именно поэтому проблема

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		46

КРМ не подлежит какому-либо простому разделению на части, в том числе и замкнутых

сетей 110-500 кВ энергосистем; в последнем случае необходимо решение систем нелинейных уравнений высокого порядка подобно расчетам потокораспределения.

Физическая взаимосвязь вопросов КРМ и регулирования напряжения учитывалось всегда, но в последнее время в связи с закономерно понимающимися понижающимися уровнями напряжения (низкая оснащенность сетей компенсирующими устройствами, примерно ,02-,03 квар/кВт, при относительном удлинении линии электропередачи), возникла настоятельная необходимость учитывать и вопросы надежности при вынужденном учете статических характеристик нагрузок, обеспечивающих положительный регулирующий эффект по напряжению.

Это распространенное явление, называемое местным дефицитом реактивной мощности, сопровождается недоотпуском электроэнергии в часы максимальных нагрузок, что вполне может быть приравнено к аварийным ситуациям.

Необходим комплексный подход и к проблеме повышения качества электроэнергии: соответствующие средства регулирования содержать емкости и это влияет на баланс реактивной мощности и она оборот показатели качества электроэнергии зависят от режимов КРМ.

Максимальное экономия всех видов энергетических ресурсов и повышения качества промышленной продукции – это две наиболее актуальные задачи в нашей стране. В области электроэнергетики они сводятся больше частью к снижению потерь мощности и электроэнергии и повышению ее качества в точках потребления.

Наиболее эффективным способом снижения потерь активной мощности, электроэнергии и потерь напряжения в электрических сетях является установка КУ у потребителей. Оптимальное решение соответствующей проблемы не только создает возможность существования максимальных режимов работы

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		47

электрических систем за счет обеспечения баланса реактивной мощности как по системе в целом, так и в отдельных ее узлах, но и существенно дополнительно уменьшает все перечисленные потери, а так же приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию сетей. Такая оптимизационная эффективность не требует дополнительных капиталовложений, достигается за счет методических совершенствований и внедрение рационального организационного механизма реализации теоретических решений и по этому чрезвычайно практично и актуально, особенно на современной стадии развития электроэнергетики в стране, при все более ощущающихся дефицитах генерирующих мощностей и довольно низких уровнях напряжения в энергосистемах. Исследования последних лет в рассматриваемой области, использующие усовершенствованные методы и вычислительную технику третьего поколения установили существенно более широкие в этом плане возможности КРМ, чем это до сих пор предполагалось. Было установлено, что убытки в энергосистемах и распределительных сетях от незнания всех особенностей проблемы значительно превышают затраты и усилия на приобретение знаний и организацию рационального управления размещения КУ.

3.8.1. Регулирование мощности компенсирующих устройств.

Для обеспечения наиболее экономичных режимов систем электроснабжения, необходимо регулирование мощности компенсирующих устройств.

Если средствами компенсации является синхронный компенсатор или синхронные двигатели, то управление их режимами осуществляют путем плавного регулирования тока возбуждения.

Регулирование генерируемой конденсаторы реактивной мощности можно вести ступенями путем деления батарей на части. Чем больше число таких частей, тем совершеннее регулирование, но тем больше капитальные затраты на установку переключателей и защитной аппаратуры.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		48

Режим работы компенсирующих устройств устанавливается, учитывая допустимые отклонения напряжения на зажимах приемников электроэнергии.

В качестве параметров управления могут использоваться напряжение, ток нагрузки, направления реактивной мощности, коэффициента реактивной мощности, времени.

Регулирование мощности компенсирующих устройств по напряжению осуществляется в зависимости от отклонения напряжения. При этом управление компенсирующими устройствами должно быть согласовано с управлением напряжения другими средствами.

Наиболее простым является управление по времени. В этом случае режим работы системы электроснабжения должен быть предварительно изучен. На рисунке дан суточный график потребления реактивной мощности, из которого видно, что одна часть батарей конденсаторов включается постоянно в течение 24 часа, а вторая часть включается только за время t_1 .

Ступенчатое регулирование компенсирующих устройств имеет следующие недостатки:

- 1) работа в течение некоторого времени с недостаточной или излишней компенсацией реактивной мощности (на рисунке эти места показаны штриховкой);
- 2) удорожание компенсирующей установки за счет увеличения капитальных затрат на установку дополнительной отключающей аппаратуры (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и прочие).

Ступенчатое регулирование батарей конденсаторов производится в основном автоматически. При наличии на подстанции постоянного дежурного персонала или телемеханического управления в системе электроснабжения автоматизация этого процесса не имеет существенных преимуществ.

На подстанциях, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, автоматизация включения и отключения батарей конденсаторов является

необходимостью. Известно, что лучше сберегать энергию, чем производить ее в больших количествах. Это так же наглядно можно проследить из опыта многих передовых предприятий.

Учитывая выражения и зависимость $Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$ можно заключить, что дополнительные потери активной мощности от передачи реактивной мощности прямо пропорциональны квадрату коэффициента реактивной мощности. Этим объясняется стремление эксплуатационников и проектировщиков к снижению значения $\operatorname{tg} \varphi$.

Для повышения мощности и улучшения качества электроэнергии на промышленных предприятиях широкое применение находят конденсаторные батареи высокого и низкого напряжения.

В связи с тем, что количество электроэнергии, потребляемой предприятием изменяется в течение суток, изменяется и потребность в реактивной мощности, вырабатываемой конденсаторными батареями для поддержания определенного значения коэффициента мощности на предприятиях.

Оставление в работе конденсаторных установок при уменьшении нагрузки промышленного предприятия является не экономичным, так как приводит к увеличению электрических потерь. Кроме того, оставление конденсаторов в работе в две смены, повышает и без того высокое напряжения в сети, что может привести к сокращению срока службы, как самих конденсаторов, так и другого оборудования.

При выборе мощности компенсирующих устройств, при их автоматическом регулировании следует учитывать, что дробление мощности приводит к значительному усложнению схемы.

Поэтому для напряжений до 1000 В рекомендуется применять комплектные конденсаторные установки (ККУ) мощностью 75, 100, 150, 200, 250, 300, кВар в единице. При напряжении 6-10 кВ - комплектные конденсаторные установки мощностью 300, 450, 600, 750, 900, 1050, 1200 кВар

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		50

в единице с присоединением через отдельный выключатель. При напряжении 35 кВ применение конденсаторных батарей считается, экономически выгодным начиная с 2500 кВар.

- 1) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по напряжению;
- 2) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей в функции тока нагрузки
- 3) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по току нагрузки с использованием бесконтактных элементов;
- 4) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по направлению реактивной мощностью;
- 5) автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по $\cos \varphi$.

3.8.2. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по углу φ .

На промышленных предприятиях для выработки реактивной мощности наибольшее распространение получили конденсаторные батареи. Для эффективного использования конденсаторных батарей они должны быть оборудованы автоматическими устройствами, позволяющими регулировать генерируемую реактивную мощность. Это необходимо для обеспечения экономического режима системы электроснабжения предприятия, имеющего неравномерный график потребления реактивной мощности. В настоящее время применяются способы автоматического регулирования, осуществляющие изменение мощности конденсаторных батарей в функции напряжения сети, тока нагрузки, направления реактивной мощности и времени суток. Выбор того или иного способа автоматического регулирования определяется характером графика потребления реактивной мощности.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		51

4.1. Экономические показатели высоковольтных ЛЭП

Вариант I $U_H = 35\text{кВ}$ из раздела

Капитальные затраты линии

$$K'_{ВЛ} = n \cdot K_{ВЛ} \cdot \ell [\text{млн.сум}]$$

$$K'_{ВЛ} = 1 \cdot 10,7 \cdot 12 = 128,4 [\text{млн.сум}]$$

Время максимальных потерь

$$T = 3862 [\text{час} / \text{год}]$$

Стоимость потерь нагрузок за 1 год

$$m = 0,548 \text{млн.сум} \cdot \text{кВт} / \text{год}$$

Стоимость потерь холостого хода за 1 год

$$m_o = 0,851 [\text{млн.сум} / \text{кВт} \cdot \text{год}]$$

Потери электроэнергии в линии

$$\Delta W = \Delta P_H \cdot K_3^2 \cdot n \cdot \ell [\text{кВт}]$$

$$\Delta W = 125 \cdot 0,58^2 \cdot 2 \cdot 12 = 1009,2 [\text{кВт}]$$

Стоимость потерь за 1 год

$$U_{ПЭ} = \Delta W \cdot m$$

$$U_{ПЭ} = 1009,2 \cdot 0,548 = 553 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Амортизационные отчисления по норме для металлических опор 35 и 110

кВ $E_a = 0,028$

$$U_a = E_a \cdot K'_{ВЛ}$$

$$U_a = 0,028 \cdot 128,4 = 3,6 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Отчисления на текущий ремонт и обслуживания, исходя из нормы для металлических опор 35 и 110кВ $E_{ТР} = 0,004$

$$U_{ТР} = E_{ТР} \cdot K'_{ВЛ}$$

$$U_{ТР} = 0,004 \cdot 128,4 = 0,51 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Эксплуатационные расходы

$$U_{Э} = U_{ПЭ} + U_a + U_{ТР} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$U_{Э} = 553 + 3,6 + 0,51 = 557,11 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		57

Приведенные затраты из нормы $E_H = 0,125$

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K'_{\text{ВЛ}} + U_{\text{Э}} [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$Z_{\text{ПР}} = 0,125 \cdot 128,4 + 557,11 = 573,16 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Вариант II $U_H = 110 \text{кВ}$ из раздела

Капитальные затраты

$$K'_{\text{ВЛ}} = 1 \cdot 13,5 \cdot 12 = 162 [\text{млн.сум}]$$

Потери электроэнергии в линии

$$\Delta W = 125 \cdot 0,18^2 \cdot 2 \cdot 12 = 97,2 [\text{кВт}]$$

Стоимость потерь за 1 год

$$U_{\text{ПЭ}} = 97,2 \cdot 156,6 = 152,2 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Амортизационные отчисления

$$U_a = 162 \cdot 0,028 = 4,54 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Отчисление на текущий ремонт и обслуживания

$$U_{\text{ТР}} = 162 \cdot 0,004 = 0,65 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Эксплуатационные расходы

$$U_{\text{Э}} = 53,27 + 4,54 + 0,65 = 58,45 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Приведенные затраты из нормы

$$Z_{\text{ПР}} = 0,125 \cdot 162 + 58,45 = 78,7 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Определение срока окупаемости

$$K'_{\text{ВЛ}} = 128,4 [\text{млн.сум}] \quad U_{\text{Э}}^I = 557,11 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

$$K'_{\text{ВЛ}} = 162 [\text{млн.сум}] \quad U_{\text{Э}}^{\text{II}} = 58,45 [\text{млн.сум} / \text{год}]$$

Срок окупаемости варианта II

$$T_{\text{ОК}} = \frac{K'_{\text{ВЛ}} - K'_{\text{ВЛ}}}{U_{\text{Э}}^I - U_{\text{Э}}^{\text{II}}} [\text{год}]$$

$$T_{\text{ОК}} = \frac{162 - 128,4}{557,11 - 58,45} = \frac{33,6}{498,6} = 0,07 [\text{года}]$$

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		58

5.1 Электробезопасность

Электрическая безопасность, Электробезопасность, ЭБ — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги.

Электрическая безопасность включает в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Знание основ электробезопасности обязательно для персонала, обслуживающего электроустановки и электрооборудование.

Методы защиты

Методами защиты является ряд мероприятий по снижению вероятности до нуля получения травм и/или повреждений при использовании электрооборудования.

Снижение напряжения прикосновения

Заземление

Заземление, т. е. преднамеренное в целях электробезопасности электрическое соединение с заземляющим устройством металлических частей, нормально не находящихся под напряжением, применяется в сетях с изолированной нейтралью. Чем меньше сопротивление защитного заземления, тем меньше напряжение на этих частях при пробое изоляции. При проектировании одним из важных элементов является доведение разности потенциалов между различными металлическими частями до безопасного для человека и животных значения. Для этого используется заземление и выравнивание потенциалов: все открытые металлические части электрически соединяются на главной шине заземления, таким образом разность потенциалов между ними не должна представлять угрозу для человека или животных при касании между двумя частями металлоконструкций.

Возможность оперативного снятия напряжения

Рубильник (выключатель нагрузки)

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		63

В случае возникновения опасных ситуаций, всегда должны иметься возможность как можно быстрее снять напряжение и освободить тем самым попавших под напряжение людей. Для этих целей на входе в электрощит используют выключатель нагрузки — рубильник. В случае попадания людей под напряжение, отключение входного рубильника обесточит сразу все цепи, освободив тем самым попавших под напряжение людей — процесс снятия напряжения в этом случае произойдет намного быстрее чем поиск группового предохранителя, тем самым сильно повысив шансы на спасение пострадавших. Рубильник подбирается по количеству фаз и номинальному току. Выбор номинального тока рубильника может происходить на основании трех фактов:

1. совпадать с номинальным током предохранителя, защищающем питающую линию данного электрощита
2. по сумме номинальных токов всех групповых предохранителей (нежелательно)
3. в случае, если питающий кабель является магистральным и снабжает электроэнергией сразу несколько электрощитов, то в качестве входного коммутационного аппарата устанавливается предохранитель

Пожарная безопасность

Предохранитель

При проектировании, одной из целей является недопущение опасных режимов работы, при которых может произойти перегрев проводки и пожар. Электросистема должна быть спроектирована таким образом, чтобы исключить работу при аварийных режимах, ведущих к повреждению чрезмерной температурой или пожару. Иными словами, вся выделяющаяся при эксплуатации тепловая энергия должна рассеиваться в окружающую среду без повреждения каких-либо частей электрооборудования.

Электрическое разделение сетей.

Разветвленная электрическая сеть большой протяженности имеет значительную емкость и небольшое сопротивление фаз относительно земли. В этом случае даже прикосновение к 1 фазе является очень опасным. Если единую сеть

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		64

разделить на ряд небольших сетей такого же напряжения, то опасность поражения резко снижается. Обычно разделение сетей осуществляется путем подключения отдельных электроустановок через разделительные трансформаторы. Защитное разделение сетей допускается лишь для сетей до 1000 В.

При проведении электроработ.

При проведении электроработ рассматривается обеспечение недоступности к токоведущим частям (как во время работ, так и после) для сведения к минимуму рисков или вовсе исключение опасности прикосновения к токоведущим частям электрооборудования. Это достигается посредством ограждения и расположения токоведущих частей на недоступной высоте или в недоступном месте. Ограждения применяют сплошные и сетчатые с размером ячейки сетки 25×25 мм. Сплошные ограждения в виде кожухов и крышек применяются в электроустановках до 1000 В.

Ответственность.

- наличие юридически-ответственного за электроработы лица (производителя электроработ), обладающего необходимой документацией (компетентностью) на проведение электроработ данного вида
- наличие у исполнителей электроработ достаточной квалификации для безопасного исполнения электроработ
- обладание необходимыми инструментами и прочим оборудованием для безопасного проведения электроработ

Место проведения электроработ.

Перед началом электроработ, подготавливают место:

- для исключения опасностей, место проведения электроработ огораживается от посторонних
- для безопасности самих рабочих, ликвидируются те или иные источники опасности, представляющие опасность для самих рабочих и/или угрожающие безопасному проведению работ

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		65

Снятие напряжения.

На время проведения электроработ, сторона потребителя всегда должна быть закорочена на землю.

Во избежание создания опасных ситуаций, перед началом работ снимается напряжение на задействованном участке электроцепи и коммутационный аппарат помечается соответствующими предупреждающими знаками. В промышленных электроустановках используются заземляющие ножи, закорачивающие фазные провода на стороне потребителя при снятии напряжения на землю: в случае ошибочного возвращения напряжения произойдёт короткое замыкание и срабатывание предохранителя, работающие в электроустановке люди при этом не пострадают. При электроработах в жилом хозяйстве чаще всего ограничиваются отключением предохранителя — таким образом случайный возврат напряжения поставит под угрозу жизни работающих в электроустановке людей. Для воздушных линий используется переносное заземление.

Проверка отсутствия напряжения.

Проверка отсутствия напряжения на оголённых проводниках проверяется исключительно двухполюсным пробником. Перед работой сам пробник проверяется на исправность в том месте, где есть напряжение (электрики зачастую используют карманный фонарь, поскольку в диапазон измерения многих современных пробников входит как напряжение карманного фонаря, так и напряжение бытовой сети). После проверки пробника на исправность, им проверяют отсутствие напряжения между фазами, затем между каждой фазой и нулевым проводником и между каждой фазой и защитным проводником (7 измерений).

Инструменты.

Отвёртка с изолированной рукояткой.

При проведении работ в электроустановке допускается использование только изолированных инструментов, имеющих изолированную рукоятку на отведённое напряжение. Во избежание поражения электрическим током или

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		66

ожогов из-за короткого замыкания, строго запрещается работать в электроустановке слесарными инструментами.

Работа под напряжением.

Работа под напряжением представляет собой риски:

- поражение электрическим током ввиду большой площади открытых проводников
- получения ожогов из-за возможности создания случайного короткого замыкания

До 400 вольт.

При невозможности снять напряжение, рабочие используют спецоборудование: диэлектрические перчатки и защиту лица от ожогов. Перед началом работ тщательно взвешиваются возможные риски и ликвидируются источники потенциальной опасности для самих рабочих.

«Одна рука».

Допускается только при напряжении свыше 35 киловольт, когда провода находятся на достаточно большом друг от друга расстоянии и тело человека физически не может оказаться между проводами. При проведении таких работ работающее лицо «заземляется» на тот провод, над которым оно осуществляет работу (разность потенциалов между проводом и человеком должна быть ~0 вольт), при этом исключая возможность касания земли.

5.2 Общие правила ТБ ПС №7

Действующие в организации электроустановки должны эксплуатироваться согласно «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок», ПТЭЭП – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, ПТЭ - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ - Правила устройства электроустановок и ППСЗ – Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		67

Не допускается выдача и выполнение распоряжений и заданий, противоречащих требованиям, содержащимся в указанных документах.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с использованием электрической энергии.

Факторами опасного и вредного воздействия на человека, связанными с использованием электрической энергии, являются:

протекание электрического тока через организм человека;

воздействие электрической дуги;

воздействие биологически активного электрического поля;

воздействие биологически активного магнитного поля;

воздействие электростатического поля;

воздействие электромагнитного излучения (ЭМИ).

Обязанности Потребителя по обеспечению электробезопасности.

Потребитель обязан обеспечить:

- содержание электроустановок в работоспособном состоянии, их эксплуатацию в соответствии с требованиями ПТЭЭП, МПОТ (ПБ) ЭЭУ, ПУЭ и других нормативно - технических документов;

- своевременное и качественное проведение технического обслуживания, плановопредупредительного ремонта, испытаний, модернизации и реконструкции электроустановок и электрооборудования;

- подбор электротехнического и электротехнологического персонала.

Периодические медицинские осмотры работников, проведение инструктажей по безопасности труда, пожарной безопасности;

- обучение и проверку знаний электротехнического персонала и электротехнологического персонала;

- надёжность работы и безопасность эксплуатации электроустановок;

- соблюдение требований охраны труда электротехническим и электротехнологическим персоналом;

- охрану окружающей среды при эксплуатации электроустановок;

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		68

- учёт, анализ и расследование нарушений в работе электроустановок, несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, и принятие мер по устранению причин их возникновения;
- представление сообщений в органы госэнергонадзора об авариях, смертельных, тяжелых и групповых несчастных случаях, связанных с эксплуатацией электроустановок;
- разработку должностных и производственных инструкций по охране труда для электротехнического персонала;
- укомплектование электроустановок защитными средствами, средствами пожаротушения и инструментом;
- учёт, рациональное расходование электрической энергии и проведение мероприятий по энергосбережению;
- проведение необходимых испытаний электрооборудования, эксплуатацию устройств молниезащиты, измерительных приборов и средств учёта электрической энергии;
- выполнение предписаний органов государственного энергетического надзора.

Новые или реконструированные электроустановки и пусковые комплексы должны быть приняты в эксплуатацию в порядке, изложенном в ПТЭЭП и других нормативных документах.

Должен осуществляться контроль за соблюдением требований МПОТ (ПБ) ЭЭУ и инструкций по охране труда, контроль за проведением инструктажей по электробезопасности. Ответственность за состояние охраны труда несёт работодатель.

Руководителю Потребителя присвоение группы по электробезопасности не требуется, если он делегировал свои полномочия по техническому руководству электроустановками руководящему работнику организации.

Нарушение требований электробезопасности влечёт за собой ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Порядок назначения лиц, ответственных за электрохозяйство.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		69

Для непосредственного выполнения обязанностей по организации эксплуатации электроустановок руководитель Потребителя (кроме граждан – владельцев электроустановок напряжением выше 1000 В) соответствующим документом назначает ответственного за электрохозяйство организации и его заместителя.

У Потребителей, установленная мощность электроустановок которых не превышает 10 кВА, работник, замещающий ответственного за электрохозяйство, может не назначаться.

У потребителей, не занимающихся производственной деятельностью, электрохозяйство которых включает в себя только вводное (вводно-распределительное) устройство, осветительные установки, переносное электрооборудование, руководитель Потребителя ответственность за безопасную эксплуатацию электроустановок может возложить на себя по письменному согласованию с местным органом госэнергонадзора путём оформления соответствующего заявления - обязательства.

Ответственный за электрохозяйство и его заместитель назначаются из числа руководителей и специалистов Потребителя.

Назначение ответственного за электрохозяйство и его заместителя производится после проверки знаний и присвоения соответствующей группы по электробезопасности:

V – в электроустановках выше 1000 В;

IV – в электроустановках до 1000 В.

Проверка знаний у ответственных за электрохозяйство Потребителей, их заместителей, а также специалистов по охране труда, в обязанности которых входит контроль за электроустановками, проводится в комиссии органов госэнергонадзора.

Допускается выполнение обязанностей ответственного за электрохозяйство по совместительству.

Допускается не проводить по согласованию с органами госэнергонадзора проверку знаний у специалиста, принятого на работу по совместительству в

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
						70
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		

целях возложения на него обязанностей ответственного за электрохозяйство, при одновременном выполнении следующих условий:

- с момента проверки знаний в комиссии госэнергонадзора в качестве административно - технического персонала по основной работе прошло не более 6-ти месяцев;
- энергоёмкость электроустановок, их сложность в организации по совместительству не выше, чем по месту основной работы;
- в организации по совместительству отсутствуют электроустановки напряжением выше 1000 В.

По представлению ответственного за электрохозяйство руководитель организации может назначить ответственных за электрохозяйство структурных подразделений.

Требования к персоналу, допускаемому к обслуживанию электроустановок.

Эксплуатацию электроустановок (ЭУ) должен осуществлять подготовленный электротехнический персонал.

Обслуживание электротехнологических установок (электросварка, электролиз, электротермия, и т.п.), а также сложного энергонасыщенного производственно-технологического оборудования, при работе которого требуется постоянное техническое обслуживание и регулировка электроаппаратуры, электроприводов, ручных электрических машин, переносных и передвижных электроприёмников, переносного электроинструмента, должен осуществлять электротехнологический персонал. Он должен иметь достаточные навыки и знания для безопасного выполнения работ и технического обслуживания закрепленной за ним установки.

Электротехнологический персонал производственных цехов и участков, не входящих в состав энергослужбы Потребителя, осуществляющий эксплуатацию электротехнологических установок и имеющий группу по электробезопасности II и выше, в своих правах и обязанностях приравнивается к электротехническому.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		71

Руководители, в непосредственном подчинении которых находится электротехнологический персонал, должны иметь группу по электробезопасности не ниже, чем у подчиненного персонала.

Перечень должностей и профессий электро - технологического персонала, которым необходимо иметь соответствующую группу по электробезопасности, утверждает руководитель Потребителя.

Персонал, допущенный к эксплуатации и обслуживанию электроустановок, должен: - иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала;

- проходить медицинское освидетельствование. Состояние здоровья электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки, определяется медицинским освидетельствованием при приёме на работу и затем проверяется периодически в сроки, установленные органами здравоохранения. Работники из электротехнического персонала не должны иметь увечий и болезней в стойкой форме, мешающих производственной работе;

- до допуска к самостоятельной работе пройти обучение приёмам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и оказания первой помощи при несчастных случаях;

- пройти обучение на рабочем месте в объеме, необходимом для данной профессии (должности). Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе или при переходе на другую работу (должность), а также при перерыве в работе свыше одного года, обязан пройти производственное обучение на рабочем месте. Программу производственного обучения составляет ответственный за электрохозяйство подразделения и утверждает ответственный за электрохозяйство предприятия;

- пройти проверку знаний МПОТ (ПБ) ЭЭУ, ПТЭЭП и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации,

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		72

пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии. Ему должна быть присвоена соответствующая группа по электробезопасности и выдано удостоверение установленного образца;

- пройти стажировку на рабочем месте продолжительностью не менее 2-х недель. Допуск к стажировке и самостоятельной работе для ИТР оформляется распоряжением по организации, для рабочих - по подразделению;

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами (СЗ), а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими нормами и правилами.

Средства защиты делятся на следующие классы: средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства); средства защиты от электрических полей повышенной напряженности (коллективные и индивидуальные); средства индивидуальной защиты.

К электрозащитным средствам относятся:

- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения всех видов и классов;
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;
- изолированный инструмент;
- диэлектрические перчатки, боты и галоши, ковры, изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- переносные заземления;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабеля и т.п.);

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		73

- плакаты и знаки безопасности;
- прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках 110 кВ и выше).

5.3 Оказание первой помощи при поражении электрическим током

При оказании первой помощи при поражении электрическим током нужно следовать следующему алгоритму:

1. Обеспечь свою безопасность. Надень сухие перчатки (резиновые, шерстяные, кожаные и т.п.), резиновые сапоги. По возможности отключи источник тока. При подходе к пострадавшему по земле иди мелкими, не более 10 см, шагами.
2. Сбрось с пострадавшего провод сухим токонепроводящим предметом (палка, пластик). Оттащи пострадавшего за одежду не менее чем на 10 метров от места касания проводом земли или от оборудования, находящегося под напряжением.
3. Вызови (самостоятельно или с помощью окружающих) «скорую помощь».
4. Определи наличие пульса на сонной артерии, реакции зрачков на свет, самостоятельного дыхания.
5. При отсутствии признаков жизни проведи сердечно-легочную реанимацию.
6. При восстановлении самостоятельного дыхания и сердцебиения придай пострадавшему устойчивое боковое положение.
7. Если пострадавший пришел в сознание, укрой и согрей его. Следи за его состоянием до прибытия медицинского персонала, может наступить повторная остановка сердца.

5.4 Пожаробезопасность

Для предупреждения пожаров, аварий и взрывов от коротких замыканий, перегрузок, больших местных переходных сопротивлений и других причин

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		74

необходимы правильный выбор, монтаж и соблюдение установленного режима эксплуатации электрических сетей, машин и аппаратов.

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» помещения и наружные установки в зависимости от способности к возгоранию находящихся в них материалов и веществ, а также с точки зрения требований, предъявляемых к электрооборудованию, делятся на пожароопасные и взрывоопасные, которые в свою очередь, разделяются на классы. Пожароопасные помещения и наружные установки делятся на четыре класса: П-I, П-II, П-IIa, и П-III.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		75

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В выпускной квалификационной работе «реконструкция схемы электроснабжения пс№7» рассмотрены вопросы: расчет электрических нагрузок компенсация реактивной мощности, определения ЦЭН и картограммы электрических нагрузок; выбор внешней схемы электроснабжения и ГПП расчет токов КЗ. И выбор коммутационных аппаратов а также вопросы экономические и охрана труда.

Уделено внимание расчет электрических нагрузок и компенсация реактивной мощности с целью уменьшения потери энергии и повышения коэффициента мощности.

По технико-экономическим соображением выбраны рациональные варианты по внешней схемах электроснабжений и ГПП.

При выборе проектирования ГПП вариант II оказался дороже на 22%, поэтому выбираем I вариант для проектирования.

Так же по технико-экономическим соображениям выбран второй вариант проектирования ЛЭП 110 кВ, поскольку он имеет низкий срок окупаемости который соответствует по расчётам примерно 1 месяцу, а приведённые затраты второго варианта проектирования ЛЭП почти в 7,283 раза меньше.

Для надежности работы коммутационных аппаратов произведен расчет токов коротко замыкания и выбраны коммутационные аппараты.

Разработанный мероприятие по защиты обслуживающих персонала электроустановок и охраны труда.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	<i>Стр</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Документа</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		80

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. Федоров. Старков. Учебное пособие для дипломного и курсового проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. Москва .
2. Б.Ю. Липкин. электроснабжение промышленных предприятий и установок. Москва «Энергоатомиздательство» 1990г
3. В.М. Блок. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей в ВУЗов.
4. В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. Москва «Энергоатомиздательство» 1984г
5. Л. Д. Рожкова В.С. Козулин. Станция и подстанция электроприборов.
6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. А.А. Федоров «Энергия» 1980г.
7. Электротехнический справочник I, II, III, тома
8. А.Д. Смирнов К.М. Антипов справочная книжка энергетика. Москва «Энергоатомиздательство» 1987г.
9. Н.В. Чернобровов. Релейная защита «Энергия» 1974г.
10. В.Б. Атобеков М.С. Живов. Монтаж осветительных электроустановок «высшая школа» 1979г.
11. В.М. Чумаков Справочник по монтажу осветительных установок. «Энергия» 1973г.
12. Справочник по строительству электросетей 0,38-0,35кВ Д.Т. Комарова.
13. П.А. Долин основы техники безопасности в электро установках. Москва «Электроатомиздательство» 1984г.
14. В.П. Саккулин. Охрана труда при монтаже и эксплуатации сельских электроустановок Москва «Энергоатомиздательство» 1982г
15. В.Г. Атаманюк, Л.Г. Ширшев, Н.И. Акимов. Гражданская оборона. Москва «Высшая школа» 1986г.

					<i>НГГИ 5520200. 257-14 ВКР</i>	Стр
Изм	Лист	№ Документа	Подпис	Дата		81