

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение газонаполнительной станции
ОАО «Сызраньгаз»

Студент(ка)	<u>С.С. Поршнев</u> (И.О. Фамилия)	<u>(личная подпись)</u>
Руководитель	<u>В.Н. Кузнецов</u> (И.О. Фамилия)	<u>(личная подпись)</u>
Консультанты	<u>(И.О. Фамилия)</u>	<u>(личная подпись)</u>
	<u>(И.О. Фамилия)</u>	<u>(личная подпись)</u>

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« _____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассмотрено электроснабжение газонаполнительной станции. В работе произведён выбор силовых трансформаторов и коммутационной аппаратуры, выбрано более практичное расположение элементов на территории ГНС. Произведён расчёт молниезащиты и заземления подстанции.

ВКР содержит:

- 65 страниц
- 2 рисунка
- 12 таблиц
- 12 приложений
- 6 листов формата А1

Содержание

Введение.....	5
1 Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ по предприятию.....	7
2 Расчёт осветительной нагрузки предприятия.....	9
3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов подстанции.....	16
3.1 Выбор трансформаторов подстанции.....	16
3.2 Расчёт компенсирующих устройств.....	17
3.3 Выбор экономически целесообразного варианта.....	19
4 Расчёт нагрузки на стороне 10 кВ.....	22
5 Определение центра электрических нагрузок предприятия.....	24
6 Выбор схемы внешнего электроснабжения предприятия.....	26
7 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции.....	28
8 Расчёт токов короткого замыкания в сетях 35 и 10 кВ.....	29
9 Выбор аппаратов и проводников проектируемой сети.....	34
9.1 Выбор питающих линий и ошиновки ОРУ 35 кВ ГПП.....	34
9.2 Выбор схемы и оборудования ОРУ 35 кВ.....	35
9.3 Выбор электрооборудования 10 кВ.....	36
9.4 Выбор сечения кабельных линий 10 кВ.....	41
9.5 Выбор ошиновки трансформатора до вводных ячеек РУ-10 кВ.....	44
10 Релейная защита.....	46
10.1 Расчет уставок защит трансформаторов.....	46
10.2 Расчет релейной защиты высоковольтных электродвигателей.....	53
11 Заземление ГПП.....	56
Заключение.....	63
Список использованных источников.....	64

Введение

Развитие электроэнергетической сферы повлекло за собой необходимость усовершенствования систем электроснабжения.

Для расчета и проектирования, выбора количества и мощности трансформаторов и трансформаторных подстанций созданы специальные методы, разработаны специальные методики и др.

Темой ВКР была выбрана разработка системы электроснабжения газонаполнительной станции. ГНС – это структурное подразделение ОАО “СызраньГаз”, занимающееся перекачиванием газа по магистральному трубопроводу в г. Сызрань, а также наполнением баллонов сжиженным газом. Эта станция является наиболее важным элементом работы всей организации, от надежности электроснабжения которой зависит получение городом природного и сжиженного газа. Вследствие чего необходимо уделить особое внимание бесперебойности питания ГНС.

В ходе выполнения бакалаврской работы были рассмотрены особенности технологического процесса газонаполнительной станции; определены электрические нагрузки по предприятию; рассчитана осветительная нагрузка; произведен выбор внешней и внутренней схем электроснабжения завода, силовых трансформаторов, а также основного и вспомогательного оборудования.

При электроснабжении ГНС должно быть обеспечено:

1. Выполнение требований по надёжности электроснабжения потребителей газонаполнительной станции.
2. Использование инновационных проектных решений.
3. Достаточно высокое качество строительных и монтажных работ.
4. Экономическая эффективность в плане выбранного оборудования и аппаратуры.
5. Соблюдение требований экологии и охраны окружающей среды.
6. Ремонтопригодность применяемого оборудования.

Основные требования к ГПП, снабжающей ГНС:

1. Компактность, комплектность, высокая степень заводской готовности.
2. Надёжность работы ПС посредством использования современного электрооборудования.
3. Наиболее удобная компоновка оборудования для проведения осмотров и ремонтных работ.
4. Обеспечение безопасной эксплуатации и обслуживания.
5. Автоматизация.
6. Экологическая безопасность.

Актуальность темы обусловлена устаревшим электрооборудованием, сроки эксплуатации которого превышены уже почти в два раза.

Целью бакалаврской работы является повышение надёжности, эффективности и качества электроснабжения потребителей ГНС.

В ВКР поставлены следующие задачи:

- Изучить нагрузки на силовое и коммутационное электрооборудование подстанции.
- Выбрать силовое электрооборудование.
- Выбрать коммутационное электрооборудование.
- Рассчитать заземление.

1 Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ по предприятию

Перед тем, как приступить к расчётам, сводим в приложение А, таблица А.1, установленную мощность, потребляемую цехами, а также применяем справочную литературу для определения коэффициента использования $K_{\text{и}}$ и коэффициента мощности $\cos \varphi$ для отдельных цехов предприятия [5].

Для нахождения реактивной установленной мощности нагрузки цехов предприятия необходимо знать $\operatorname{tg} \varphi$, который рассчитывается по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg} \arccos(\cos \varphi) \quad (1.1)$$

Кроме того, в таблицу А.1 заносятся результаты об эффективном числе электроприёмников. Такими электроприемниками называется такое число однородных по режиму работы, а также мощности электроприемников, которые предоставляют ту же величину расчетного максимума, что и группа различных по тем же характеристикам электроприемников.

Вычислим средние активные P и реактивные Q нагрузки:

$$P_c = K_{\text{и}} * P_{\text{уст}} \quad (1.2)$$

$$Q_c = K_{\text{и}} * P_{\text{уст}} * \operatorname{tg} \varphi = P_c * \operatorname{tg} \varphi \quad (1.3)$$

Результаты расчётов сведём в таблицу А.2 в приложении А

Далее, используя значения n_{Σ} и $K_{\text{и}}$, по справочной литературе находим коэффициент максимума $K_{\text{м}}$, после нахождения значений коэффициента максимума сводим их в приложение А, таблица А.3:

Определяем расчётные активные P , реактивные Q и полные мощности:

$$P_p = K_{\text{м}} * P_c \quad (1.4)$$

$$Q_p = 1,1 * Q_c \text{ при } n_3 \leq 10 \quad (1.5)$$

$$Q_p = Q_c \text{ при } n_3 > 10 \quad (1.6)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 * S_p^2} \quad (1.7)$$

Расчёты и результаты сводим в таблицу 1.1

Таблица 1.1 – Расчётные мощности цехов

Наименование цеха	P_p	Q_p	S_p
Механическая мастерская	1,22 * 176 = 214,72 кВт	1,1 * 155,22 = 170,74 квар	$\sqrt{214,72^2 * 170,74^2}$ = 274,33 кВА
Цех ремонта баллонов	1,3 * 112 = 145,60 кВт	1,1 * 170,7 = 187,08 квар	$\sqrt{145,6^2 * 187,08^2}$ = 237,06 кВА
Цех наполнения баллонов	1,23 * 108 = 132,84 кВт	1,1 * 81 = 89,1 квар	$\sqrt{132,84^2 * 89,1^2}$ = 159,95кВА
Склад	3,25 * 5 = 16,25 кВт	11,46 квар	$\sqrt{16,25^2 * 11,46^2}$ = 19,88 кВА
Котельная	1,1 * 240 = 264 кВт	211,66 квар	$\sqrt{264^2 * 211,66^2}$ = 338,37 кВА
Бытовые помещения	1,87 * 1,6 = 2,99 кВт	1,63 квар	$\sqrt{2,99^2 * 1,63^2}$ = 3,41 кВА
ЛВК	1,4 * 3 = 4,2 кВт	3,06 квар	$\sqrt{4,2^2 * 3,06^2}$ = 5,2 кВА
Компрессорная	1,13 * 84 = 94,92 кВт	1,1 * 63 = 69,3 квар	$\sqrt{94,92^2 * 69,3^2}$ = 117,53 кВА

2 Расчёт осветительной нагрузки предприятия

Перед началом расчетов сведём в приложение Б в таблицу Б.1, данные о габаритах и площади цехов, необходимые для расчета осветительной нагрузки.

Для расчёта необходимо определить индекс помещения, который рассчитывается по формуле:

$$i = \frac{S}{H_1 - h_2 * (a + b)} \quad (2.1)$$

где S – площадь помещения

H_1 – высота помещения минус высота подвеса светильника

h_2 – высота рабочей поверхности

a – длина помещения

b – ширина помещения

$$i_{\text{мех.мас.}} = \frac{481}{8 - 1 - 1 * (37 + 13)} \approx 1,75$$

$$i_{\text{цех рем.бал.}} = \frac{481}{8 - 1 - 1 * (37 + 13)} \approx 1,75$$

$$i_{\text{цех нап.бал.}} = \frac{351}{8 - 1 - 1 * (27 + 13)} \approx 1,5$$

$$i_{\text{склад}} = \frac{697}{8 - 1 * (41 + 17)} \approx 1,75$$

$$i_{\text{котел.}} = \frac{324}{5 - 1 * 18 + 18} \approx 2,25$$

$$i_{\text{быт.пом.}} = \frac{112}{3 - 1 * (14 + 8)} \approx 3$$

$$i_{\text{лаб.вход.конт.}} = \frac{112}{3 - 1 * (14 + 8)} \approx 3$$

$$i_{\text{компрес.}} = \frac{414}{6 - 1 * (23 + 18)} \approx 2$$

Определяем коэффициент запаса для имеющихся производственных и административно-бытовых помещений, принимаем $K_3 = 1,5$

Определяем коэффициенты отражения потолка, стен и пола и сводим их в таблицу 2.1:

Таблица 2.1 - Коэффициенты отражения

Тип помещений	$S_{\text{потолка}}, \%$	$S_{\text{стен}}, \%$	$S_{\text{пол}}, \%$	K_3
Производственные цеха	50	30	10	1,5
Административно-бытовые помещения	70	50	10	1,5

По полученным значениям коэффициентов отражения потолка, стен и пола и индекса помещений определяем коэффициент использования для каждого производственного цеха и административного здания. Для этого воспользуемся приложением Б, в котором в таблице Б.2 приведены данные для получения коэффициента использования. Получим этот коэффициент путем совмещения ранее известных значений:

Найдя по таблице Б.2 приложения Б коэффициенты использования для всех помещений ГНС, составим из полученных значений таблицу коэффициентов для каждого из них. Стоит обратить внимание на то, что значения коэффициента использования для подвесных и потолочных светильников различны, т.е. для бытовых помещений и лаборатории входного контроля используем первую половину таблицы, т.к. к установке планируются потолочные светильники, а для всех остальных помещений газонаполнительной станции воспользуемся второй половиной данной таблицы.

Для каждого производственного и административно-бытового здания устанавливаются нормы освещённости. Найдём по справочной литературе эти нормы для каждого помещения ГНС. Все необходимые значения сведём в таблицу 2.2:

Таблица 2.2 – Коэффициенты использования помещений

Наименование цеха	Индекс помещения i	Коэффициент использования помещений η	Норма освещённости, Лм
Механическая мастерская	1,75	0,29	200
Цех ремонта баллонов	1,75	0,29	300
Цех наполнения баллонов	1,5	0,26	200
Склад	1,75	0,29	150
Котельная	2,25	0,33	100
Бытовые помещения	3	0,6	300
ЛВК	3	0,6	300
Компрессорная	2	0,29	200

В связи с тем, что ГНС ведет деятельность по перекачке и наполнению баллонов газом, помещения являются взрывоопасными, в следствии чего на всей территории предполагается установка светильников ГСП 17 IP65 взрывозащищённого исполнения производства компании ВАТРА в комплекте с металло-галогенными лампами ДРИ-700-5 производства компании ЛИСМА для производственных цехов ГНС. Эти лампы имеют достаточно большой срок службы и большой световой поток, в следствии чего должны достаточно хорошо осветить помещения такой площади. Также немало важной причиной является нетребовательность производства к цветопередаче в производственных цехах.

Для лаборатории входного качества и бытовых помещений предполагается установка диодных светильников компании IDS. Диодные светильники безопасны и энергоэкономичны, плюс ко всему срок службы при правильной эксплуатации может достигать 5-6 лет при непрерывной работе. Они почти не выделяют тепла (данный пункт касается диодов мощностью менее 2 Вт, для более мощных диодов необходим радиатор охлаждения) и не подвержены механическим повреждениям, легко устанавливаются и эксплуатируются, кроме того они не имеют необходимости специализированной утилизации, как ртутные лампы. Но наряду с положительными свойствами, присутствуют и отрицательные параметры диодных светильников – это цена и узкая направленность света, даже при наличии линз, увеличивающих направленность света, многим людям диодный свет кажется неприятным, но даже при имеющихся некоторых недостатках, считаю наиболее рациональным использование данных светильников.

Характеристики ламп изложены в таблице 2.3:

Таблица 2.3 – Характеристики ламп ДРИ 700-5

Тип лампы	Мощность, Вт	Световой поток, Лм	Срок службы, ч
ДРИ 700-5	700	60000	9000
IDS LED	40	3800	50000

Дальше необходимо произвести расчет количества нужного числа светильников для каждого помещения ГНС, для этого мы воспользуемся формулой:

$$N = \frac{E * S * K_3}{\eta * n * \Phi_{\pi}} \quad (2.2)$$

где N – необходимое количество светильников

E – требуемая горизонтальная освещённость

S – площадь помещения

K_z – коэффициент запаса

η – коэффициент использования

n – количество ламп в светильнике

$\Phi_{л}$ – световой поток одной лампы

$$N_{\text{мех.мас.}} = \frac{200 * 481 * 1,5}{0,29 * 1 * 60000} \approx 9 \text{ штук}$$

$$N_{\text{цех рем.бал.}} = \frac{300 * 481 * 1,5}{0,29 * 1 * 60000} \approx 13 \text{ штук}$$

$$N_{\text{цех нап.бал.}} = \frac{200 * 351 * 1,5}{0,26 * 1 * 60000} \approx 7 \text{ штук}$$

$$N_{\text{склад}} = \frac{150 * 697 * 1,5}{0,29 * 1 * 60000} \approx 10 \text{ штук}$$

$$N_{\text{котел.}} = \frac{100 * 324 * 1,5}{0,33 * 1 * 60000} \approx 3 \text{ штуки}$$

$$N_{\text{быт.пом.}} = \frac{300 * 112 * 1,5}{0,6 * 1 * 3800} \approx 22 \text{ штуки}$$

$$N_{\text{лаб.вход.конт.}} = \frac{300 * 112 * 1,5}{0,6 * 1 * 3800} \approx 22 \text{ штуки}$$

$$N_{\text{компрес.}} = \frac{200 * 414 * 1,5}{0,29 * 1 * 60000} \approx 8 \text{ штук}$$

Для ламп ДРИ 700-5 принимаем значение $\cos \varphi$ 0,85. У диодных светильников тот же самый параметр будет равняться 0,9.

Зная $\cos \varphi$, мы можем по формуле (1.1) определить значение $tg \varphi$, которое в случае с лампами ДРИ 700-5 будет равно 0,62. Для диодных светильников это значение равняется 0,48. Оно необходимо для произведения расчета реактивной мощности.

Зная мощность каждой лампы и их количество, мы можем определить активные и реактивные мощности освещения помещений ГНС.

Для расчета мощности освещения воспользуемся формулой:

$$P_{\text{осв}} = N * n * P_{\text{л}} \quad (2.3)$$

где N — количество светильников в помещении

n — количество ламп в светильнике

$P_{\text{л}}$ — мощность одной лампы

Для расчёта реактивной мощности освещения необходимо воспользоваться формулой (1.3).

Расчёты активной и реактивной мощности освещения сведём в таблицу Б.3 приложения Б.

Суммируем мощности оборудования и освещения для каждого из цехов и административно-бытового помещения.

Используя полученные значения суммарной расчётной мощности вычислим расчётный ток каждого из цехов. Для этого мы воспользуемся формулой для группы приёмников предприятия:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} \quad (2.4)$$

где $S_{\text{р}}$ — расчетная мощность цехов и административно-бытовых помещений

$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение на предприятии

Все получившиеся значения вносим в итоговую таблицу 2.4 включающую в себя мощности и токи цехов и административно-бытовых помещений предприятия, а также их итоговые значения:

Таблица 2.4 – Характеристики цехов 0,4 кВ

№ п.п.	Наименование цехов и узлов СЭС ПП	P_p , кВт	$P_{p.o.}$, кВт	P_{Σ} , кВт	$Q_{p.o.}$, кВт	Q_p , квар	Q_{Σ} , кВт	S_p , кВ·А	I_p , А
1	Механическая мастерская	214,72	6,30	221,02	3,91	170,74	174,65	281,70	406,5
2	Цех ремонта баллонов	145,60	9,10	154,70	5,64	187,08	192,72	247,13	356,6
3	Цех наполнения баллонов	132,84	4,90	137,74	3,04	89,10	92,14	165,72	239,1
4	Склад	16,25	7,00	23,25	4,34	11,46	15,80	28,11	40,5
5	Котельная	264,00	2,10	266,10	1,3	211,66	212,96	340,82	491,8
6	Бытовые помещения	2,99	0,88	3,87	0,43	1,63	2,06	4,39	6,4
7	Лаборатория входного контроля	4,20	0,88	5,08	0,43	3,06	3,49	6,16	8,9
8	Компрессорная	94,92	5,60	100,52	3,47	69,3	72,77	124,10	179
	Итого по 0,4	875,52	36,76	912,28	22,56	744,03	766,59	1191,60	1719,5

3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов подстанции

3.1 Выбор трансформаторов подстанции

На выбор цеховых трансформаторных подстанций влияют величина нагрузок на производстве, зависимость от надёжности питания потребителей, для них необходимо выполнить расчет на удельную плотность нагрузки.

Имеют место факторы развития производства и производственные, архитектурные и строительные требования к размещению трансформаторной подстанции. Ко всему указанному должна учитываться конструкция цехов производства и административно-бытовых помещений и условия окружающей среды предприятия.

Для определения плотности электрических нагрузок воспользуемся формулой:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}} \quad (3.1)$$

где $F_{ц}$ — площадь цехов;

S_p — суммарная расчетная нагрузка, присоединённая к одной ТП

Общая площадь помещений ГНС $F_{ц} = 2972 \text{ м}^2$

$$\sigma = \frac{1191,60}{2972} = 0,4$$

Исходя из этого значения, будет выбираться желаемая мощность трансформатора по таблице В.1 приложения В.

Данные значения являются рекомендуемые и часто не подходят из-за дороговизны установки предлагаемых вариантов трансформаторов.

В связи с тем, что на ГНС присутствуют потребители 1 категории электроснабжения, необходимо принять двухтрансформаторную ПС.

Необходимо выбрать два варианта трансформаторов для сравнения технико-экономических показателей.

Предлагаю к установке трансформаторы ТМ 1000/10/0,4 и ТМ 1600/10/0,4. Произведём расчёт количества устанавливаемых трансформаторов, используя формулу:

$$N_{\text{тр}} = \frac{S_{\Sigma}}{K_z * S_{\text{тр}}} \quad (3.2)$$

где $S_{\text{тр}}$ — номинальная мощность выбранного трансформатора
 K_z — коэффициент загрузки трансформатора

При двухтрансформаторной подстанции коэффициент загрузки примем равным 0,7. Зная все значения, рассчитываем количество необходимых трансформаторов.

$$N_{\text{тр } 1000} = \frac{1191,60}{0,7 * 1000} = 1,7 \approx 2$$
$$N_{\text{тр } 1600} = \frac{1191,60}{0,7 * 1600} = 1,07 \approx 2$$

3.2 Расчёт компенсирующих устройств

Дополнительные затраты на мощность трансформаторов, а также на увеличение сечения проводников вызывает передача реактивной мощности. Она также создает добавочные потери энергии. Помимо этого, из-за реактивной составляющей увеличиваются потери напряжения, это снижает качество электроэнергии по напряжению. Именно поэтому очень важное значение имеет компенсация реактивных нагрузок и повышение коэффициента мощности.

Компенсация реактивной мощности – это установка местных источников реактивной мощности, благодаря которым повышается пропускная способность силовых сетей и силовых трансформаторов и уменьшаются потери электроэнергии, что приводит к экономии расходов.

Суммарная расчетная мощность устройств компенсации в сетях напряжением до 1000 В, где количество трансформаторов ≤ 3 , рассчитывается по коэффициентам реактивной мощности: $tg \varphi$ – фактическому и $tg \varphi_k$ – после компенсации, равному 0,48 [11].

Фактический $tg \varphi$ считается по формуле:

$$tg \varphi = \frac{Q_{\Sigma}}{P_{\Sigma}} = \frac{766,59}{912,28} = 0,84 \quad (3.3)$$

Мощность принимаемых конденсаторных установок определяется по формуле:

$$Q_{ку} = \alpha * P_{\Sigma} * tg \varphi - tg \varphi_k \quad (3.4)$$

$$Q_{ку} = 0,9 * 912,28 * 0,84 - 0,48 = 295,6 \text{ квар}$$

где $\alpha = 0,9$ – коэффициент повышения $\cos \varphi$ естественным способом;

По результатам расчётов предлагаю взять две конденсаторные установки УKM 0.4-150-25-УХЛЗ.

Далее определяем фактическое значение коэффициента мощности $\cos \varphi_k$ после компенсации реактивной мощности по формуле:

$$\cos \varphi_k = \cos(\arctg tg \varphi - \frac{Q_{ку} \varphi}{\alpha * P_{\Sigma \text{ пот.}}}) \quad 3.5$$

$$\cos \varphi_k = \cos(\arctg 0,84 - \frac{300}{0,9 * 912,28}) = 0,9$$

3.3 Выбор экономически целесообразного варианта

Затраты на установку выбранных трансформаторов рассчитываем по формуле:

$$З = E_{\text{н}} * \sum K + b * \Delta W_{\text{т}} \quad (3.6)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности;

$\sum K$ – суммарные капитальные затраты, т. р.;

b – удельная стоимость потерь электроэнергии, р./кВт * ч;

$\Delta W_{\text{т}}$ – годовые потери электроэнергии кВт * ч.

Для расчёта нормативного коэффициента экономической эффективности применяем формулу, в которой все значения – справочные данные для данного типа предприятия:

$$E_{\text{н}} = e_{\text{н}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{т.р.}} \quad (3.7)$$

где $e_{\text{н}} = 0,12$ – нормативный коэффициент окупаемости;

$K_{\text{ам}} = 0,063$ – коэффициент амортизационных отчислений;

$K_{\text{т.р.}} = 0,01$ – коэффициент отчислений на текущий ремонт.

Для расчёта годовых потерь электроэнергии применяем формулу:

$$\Delta W_{\text{т}} = N * P_{\text{хх}} * T + P_{\text{кз}} * K_{\text{з}}^2 * \tau \quad (3.8)$$

где $P_{\text{хх}}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, кВт;

T – продолжительность работы трансформатора в году, час;

N – количество трансформаторов, шт.;

$P_{\text{кз}}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме короткого замыкания, кВт;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

τ – время максимальных потерь, расчёт производится по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 * 8760 \quad (3.9)$$
$$\tau = \left(0,124 + \frac{1974}{10000}\right)^2 * 8760 = 905 \text{ час}$$

где $T_{max} = 1974$ – годовое количество часов использования максимальной нагрузки, час.

Суммарные капитальные затраты высчитываются по формуле:

$$\Sigma K = K_{кТП} + K_{кУ} \quad (3.10)$$

где $K_{кТП}$ – капитальные затраты на КТП, т. р.;

$K_{кУ}$ – стоимость конденсаторных установок, т. р.

Для технико-экономического сравнения вариантов принимается:

- нормативный коэффициент экономической эффективности $E_n = 0,3$;
- продолжительность работы трансформатора в году $T=8000$ ч;
- годовое число часов использования максимальной нагрузки $T_{max} = 1974$ ч;
- удельная стоимость потерь электроэнергии $b = 2$ руб/ кВт·ч;

Для первого варианта: 2 х ТМ - 1000/10/0,4:

- стоимость КТП (2 х ТМ - 1000/10/0,4) $K_{кТП} = 840$ т.р.;
- коэффициент загрузки трансформаторов $K_3 = 0,7$
- потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода $P_{xx} = 1,6$ кВт;
- потери активной мощности в трансформаторе в режиме короткого замыкания $P_{к.з} = 10,8$ кВт;

- стоимость конденсаторных установок $K_{\text{ку}} = 200 \text{ т.р.}$

Определим ΔW_T по формуле (3.8), ΣK по формуле (3.10) и Z по формуле (3.6):

$$\Delta W_T = N * 1,6 * 8000 + 10,8 * 0,7^2 * 905 = 17590 \text{ кВт * час}$$

$$\Sigma K = 840 + 200 = 1040 \text{ т.р.}$$

$$Z = 0,3 * 1040 + 2 * 17,590 = 347,18 \text{ т.р.}$$

Для второго варианта: 2 х ТМ- 1600/10/0,4:

- стоимость КТП (2 х ТМ- 1600/10/0,4) $K_{\text{КТП}} = 1660 \text{ т.р.};$
- коэффициент загрузки трансформаторов $K_z = 0,7$
- потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода $P_{\text{xx}} = 2,05 \text{ кВт};$
- потери активной мощности в трансформаторе в режиме короткого замыкания $P_{\text{к.з}} = 16 \text{ кВт};$
- стоимость конденсаторных установок $K_{\text{ку}} = 200 \text{ т.р.}$

Определим ΔW_T по формуле 3.8, ΣK по формуле 3.10 и Z по формуле 3.6:

$$\Delta W_T = N * 2,05 * 8000 + 16 * 0,7^2 * 905 = 23495 \text{ кВт * час}$$

$$\Sigma K = 1660 + 200 = 1860 \text{ т.р.}$$

$$Z = 0,3 * 1860 + 2 * 23,495 = 604,99 \text{ т.р.}$$

Приведённые затраты по первому варианту выбора к установке КТП (2×ТМ–1000/10/0,4) меньше аналогичных затрат по второму варианту выбора к установке КТП (2×ТМ –1600/10/0,4). Экономически более выгодным по КТП является первый вариант: установка 2 КТП с трансформаторами ТМ –1000/10/0,4 и двух компенсирующих устройств УКМ 0.4-150-25-УХЛЗ

4 Расчёт нагрузки на стороне 10 кВ

Для перекачки газа используются два синхронных электродвигателя марки СТДП-1250-2УХЛ4. Синхронные турбодвигатели серии СТДП, продуваемые под избыточным давлением, предназначены для привода насосов и компрессоров во взрывоопасных помещениях всех классов.

Охлаждение воздухом осуществляется двумя секциями встроенных водяных воздухоохладителей. Перед пуском двигатель и возбудитель продувают чистым воздухом, при этом количество продуваемого чистого воздуха обычно должно составлять не менее 5-кратного объема двигателя и возбудителя. Для предпусковой продувки используют двухэлементный пневмомеханический клапан, который размещают в верхней части корпуса статора[16].

Данные электродвигатели размещаются в помещении компрессорной. Служат для создания давления в системе газоснабжения и наполнения газовых ёмкостей природным газом.

Краткие характеристики СТДП-1250-2УХЛ4 сведены в таблицу 4.1:

Таблица 4.1 – Характеристики электродвигателя

Тип изделия	$P_{\text{ном}},$ кВт	$U_{\text{ном}},$ кВ	Частота вращения, об/ мин	КПД, %	$K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
СТДП-1250-2УХЛ4	1250	10	3000	96,2	0,7	0,9	0,48

Находим расчётные активную, реактивную и полную мощности данных электродвигателей по формулам (1.2), (1.3) и (1.7) соответственно:

$$P_{\text{р сд}} = 0,7 * 1250 * 2 = 1750 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р сд}} = 1750 * 0,48 = 840 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р сд}} = \sqrt{1750^2 + 840^2} = 1941 \text{ кВА}$$

Компенсация реактивной мощности не требуется, т.к. значение $tg \varphi = 0,48$ является экономически оптимальным и установка компенсирующих устройств в данной ситуации не имеет смысла. Более того, в некоторых случаях синхронные двигатели сами являются устройствами компенсации реактивной мощности.

Для нахождения расчётного номинального тока одного электродвигателя воспользуемся формулой:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} * U_{\text{н}} * \eta * \cos \varphi} \quad (4.1)$$

$$I_{\text{н сд}} = \frac{1250}{\sqrt{3} * 10 * 0,962 * 0,9} = 84 \text{ А}$$

где η – КПД электродвигателя

$U_{\text{н}}$ – номинальный ток электродвигателя

Для выбора трансформаторов для главной понизительной подстанции (ГПП) необходимо вычислить общую суммарную нагрузку всей ГНС в целом с учётом нагрузки 0,4 и 10 кВ. Все полученные при расчётах данные сводятся в таблицу 4.2:

Таблица 4.2 – Суммарная нагрузка ГНС

№ п.п.	Вид нагрузки	P_{Σ} , кВт	Q_{Σ} , кВт	$S_{\text{р}}$, кВ·А
1	0,4 кВ	912,28	766,59	1191,60
2	10 кВ	1750	840	1941
	Итого	2662,28	1606,59	3109,5

5 Определение центра электрических нагрузок предприятия

По выбранному масштабу определим расположение зданий на территории ГНС, также сразу приведем все полученные значения к реальным габаритам.

Сведём в таблицу 5.1 мощности и координаты расположения цехов предприятия:

Таблица 5.1 – Мощности и координаты цехов

№ п.п.	Наименование цехов и узлов СЭС ПП	S_p , кВт·А	$X_{i,м}$	$Y_{i,м}$
1	Механическая мастерская	281,70	13	74
2	Цех ремонта баллонов	247,13	13	148
3	Цех наполнения баллонов	165,72	95	157,5
4	Склад	28,11	67	201,5
5	Котельная	340,82	99	99
6	Бытовые помещения	4,39	40	176
7	Лаборатория входного контроля	6,16	68	176
8	Компрессорная	124,10	104	56

Для определения центра суммарных нагрузок по производству необходимо воспользоваться формулами (5.1) и (5.2):

$$X_0 = \frac{\sum S_{pi} * X_i}{\sum S_{pi}} \quad (5.1)$$

$$Y_0 = \frac{\sum S_{pi} * Y_i}{\sum S_{pi}} \quad (5.2)$$

где $\sum S_{pi}$ – суммарная нагрузка цехов предприятия. кВА

X_i – расположение цехов по абсциссе, м

Y_i – расположение цехов по ординате, м

Рассчитываем центр электрических нагрузок предприятия по осям:

$$X_0 = \frac{13 * 281,70 + 13 * 247,13 + 95 * 165,72 + 67 * 28,11 + 99 * 340,82 + 40 * 4,39 + 68 * 6,16 + 104 * 124,10}{281,70 + 247,13 + 165,72 + 28,11 + 340,82 + 4,39 + 6,16 + 124,10} = 32 \text{ м}$$

$$Y_0 = \frac{74 * 281,70 + 148 * 247,13 + 157,5 * 165,72 + 201,5 * 28,11 + 99 * 340,82 + 176 * 4,39 + 176 * 6,16 + 56 * 124,10}{281,70 + 247,13 + 165,72 + 28,11 + 340,82 + 4,39 + 6,16 + 124,10} = 82,2 \text{ м}$$

В результате расчётов центр электрических нагрузок получился напротив ворот в механическую мастерскую, это является крайне неудобным для работы предприятия, вследствие чего предлагаю перенести расположение ГПП. Перенос станции к одной из стен предприятия, со стороны которой проходит ВЛ, является наиболее рациональным решением. Такое расположение будет наиболее удобным для работы предприятия, т.к. ввод выполняется воздушными линиями электропередач.

6 Выбор схемы внешнего электроснабжения предприятия

Питание ГНС будет происходить на напряжении 35 кВ от ВЛ, идущей с завода “ЖБИ”.

На рассчитываемой ГНС есть потребители 1 и 2 категорий, вследствие чего для обеспечения надёжности электроснабжения ГНС питание подаётся по двух цепной воздушной линии электропередач. Для преобразования и распределения электроэнергии по территории ГНС устанавливается главная понизительная подстанция (ГПП).

Схема выбранного РУ изображена на рисунке 6.1

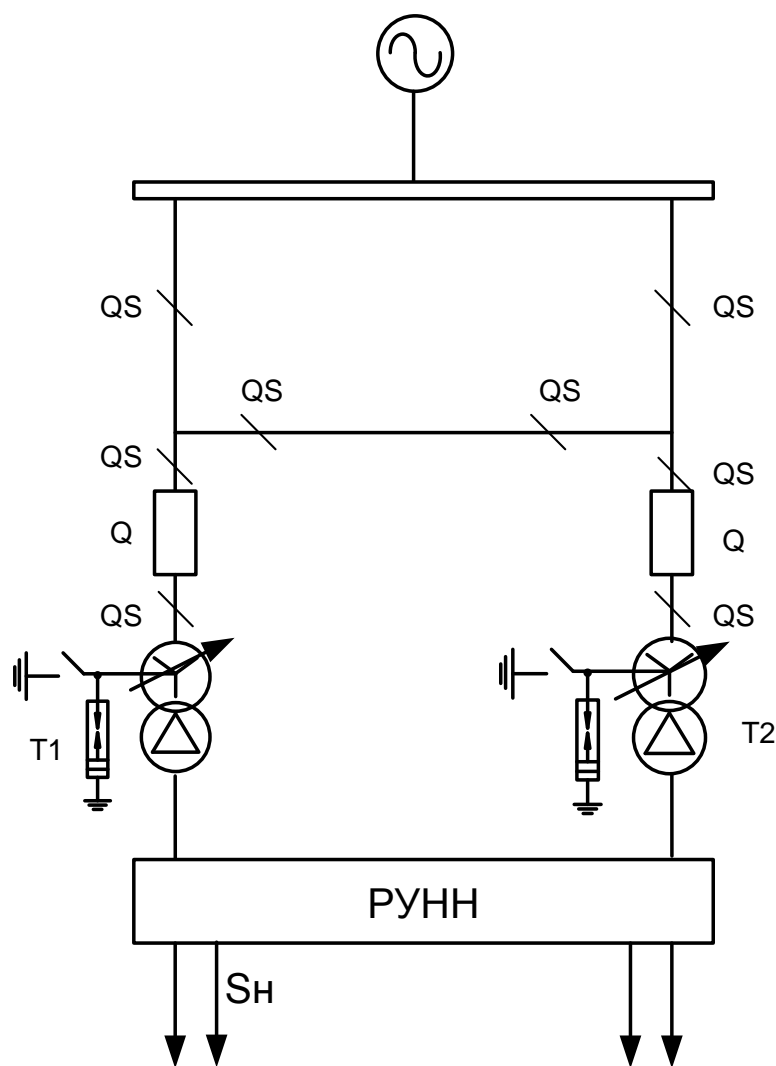


Рисунок 6.1 - Схема РУ высшего напряжения

Схема, представленная на рисунке 6.1, применяется на напряжения 35-220 кВ для ответвительных и тупиковых подстанций.

Мощность рассматриваемой ГНС относительно невелика и использование напряжения на ГПП выше 35 кВ не рационально при выборе силового трансформатора. Вследствие чего дальнейшие расчёты по выбору трансформаторов и расчёт ВЛ будут производиться на напряжении 35 кВ.

Присутствие потребителей 1-ой категории надёжности подразумевает установку 2-х трансформаторов, для обеспечения бесперебойности питания потребителей. Необходимо учесть перегрузочную способность трансформаторов, чтобы уменьшить установленную мощность. Перегрузка в послеаварийном режиме допускается не выше 40%, на протяжении 5 суток, но не более 6 часов в сутки.

В качестве распределительного устройства низшего напряжения (РУНН) применяется комплектное устройство наружной установки. Что увеличивает надёжность и удобство эксплуатации, а также безопасность обслуживания и в конечном итоге общее качество электрической установки, упрощается быстрое расширение и мобильность при реконструкции. Монтаж сводится к установке возможных устройств и присоединению их к электросетям. Все мероприятия, связанные с изготовлением, сборкой, укомплектованием и проведением испытаний КРУ, происходят на заводе изготовителе, только после этого в собранном виде доставляются заказчику. В состав этого устройства входят приборы, аппараты, устройства управления и защиты, которые встраиваются в металлические шкафы КРУ. Для защиты от пыли, загрязнения и атмосферных осадков они имеют уплотнения.

В виде распределительного устройства НН применяются шкафы КРУ серии К-59 самарской компании "Электрощит". Эти шкафы предусматривают однорядную установку шкафов с наличием коридора для обслуживания и ремонта аппаратов и устройств, входящих в состав данного распределительного устройства.

7 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции

Расчетная мощность трансформаторов определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{1,4} \quad (7.1)$$
$$S_{\text{тр}} = \frac{3109,5}{1,4} = 2221 \text{ кВА}$$

Характеристики трансформатора приведены в таблице 7.1

Таблица 7.1 - Характеристики трансформатора

U, кВ	S_p , кВА	$S_{\text{рТ}}$, кВА	$S_{\text{Т}}$, кВА	Тип трансформаторов
35	3109,5	2221	2500	ТМ-2500/35

Расчёт тока в нормальном и послеаварийном режиме по формулам (7.2) и (7.3) соответственно:

$$I_{\text{р ном}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{\text{н}} * 2} \quad (7.2)$$
$$I_{\text{р ном}} = \frac{3109,5}{\sqrt{3} * 35 * 2} = 25,7 \text{ А}$$

$$I_{\text{р пар}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} * U_{\text{н}}} \quad (7.3)$$
$$I_{\text{р пар}} = \frac{3109,5}{\sqrt{3} * 35} = 51,4 \text{ А}$$

8 Расчёт токов короткого замыкания в сетях 35 и 10 кВ

КЗ, сопровождающиеся резким увеличением тока, возникают в электрооборудовании, в следствии чего энергосистемы, в которых установлено это оборудование должны быть защищены от них, а также сами электроустановки должны выбираться с учётом значения этих токов и быть устойчивы к ним.

Основными причинами возникновения таких КЗ в сети могут быть:

- нарушение изоляции в следствии механических повреждений или старения;
- неудовлетворительный уход за электрооборудованием персонала, либо их неквалифицированные действия;
- удар молнии.

КЗ зачастую сопровождается:

- поломка электрооборудования;
- разрушение изоляции кабелей;
- в точках, в которых произошло КЗ, происходит прекращение питания электропотребителей присоединённых к ним;
- нарушение нормальной работы других потребителей, подключённых к участкам сети и самой энергосистемы в целом, т.к. происходит падение напряжения;

Для предотвращения КЗ и уменьшения их последствий необходимо:

- устранение неполадок, причин возникновения КЗ;
- время срабатывания защит, действующих при КЗ, должно быть уменьшено;
- верно рассчитать токи КЗ, выбрать средства ограничения этих токов и защитной аппаратуры.

В расчётах используется трехфазное короткое замыкание. Нет необходимости учитывать активное сопротивление, не превышающее 30% индуктивного.

При базисных условиях расчёты производятся в относительных единицах.

Расчёты производятся на средних номинальных напряжениях, а не действительных.

Выбор кабелей и их сечений не был произведён, в следствие чего примем:

1) $X_{\text{квл}} = 0,08 \text{ Ом/км}$ – кабельные линии 10 кВ

2) $X_{\text{л}} = 0,40 \text{ Ом/км}$ – воздушные линии 35 кВ;

Средние номинальные напряжения необходимые для расчётов токов КЗ равны:

$$U_{\text{б1}} = 37,5 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{б2}} = 10,5 \text{ кВ}$$

Источник Э.Д.С. = 1, т.к. для расчётов принят источник бесконечной мощности. Базисная мощность равна мощности КЗ

$$S_{\text{б}} = S_{\text{к}} = 1000 \text{ МВА}$$

Расчёт базисного тока:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} * U_{\text{бi}}} \quad (8.1)$$

$I_{\text{бi}}$ - базисный ток, отличающийся на разных участках

$$I_{\text{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 37,5} = 15,41 \text{ кА}$$

$$I_{\text{б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 10,5} = 55,05 \text{ кА}$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{1000}{1000} = 1 \text{ о. е.} \quad (8.2)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$X_{\text{л}} = X_{\text{ол}} * L_{\text{вл}} * \frac{S_{\delta}}{U_{61}^2} \quad (8.3)$$

где $X_{\text{ол}} = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ — удельное реактивное сопротивление ВЛ

$L_{\text{вл}} = 2,25 \text{ км}$ — длина ВЛ, км

$$X_{\text{л}} = 0,4 * 2,25 * \frac{1000}{37,5^2} = 0,65 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформаторов:

$$x_{\text{т1}} = \frac{u_k}{100} * \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ном.т.}}} \quad (8.4)$$

$$x_{\text{т1}} = \frac{7}{100} * \frac{1000}{2,5} = 28 \text{ о. е.}$$

$$x_{\text{т2}} = \frac{5,5}{100} * \frac{1000}{1} = 55 \text{ о. е.}$$

Сопротивление КЛ, питающей КТП, рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{кл } i} = X_{\text{окл}} * L_{\text{кл } i} * \frac{S_{\delta}}{U_{62}^2} \quad (8.5)$$

$$X_{\text{кл КТП}} = 0,08 * 0,06 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,06 \text{ о. е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ определяем по формуле:

$$I_{\text{п0 } i} = \frac{E_i}{x_i} * I_{6i} \quad (8.6)$$

где $x_{\Sigma i}$ – суммарное сопротивление до точки КЗ, о.е.

$E_{\Sigma i}$ – суммарная ЭДС источников питания ($E_{\Sigma i} = 1$), о.е.

Далее можно приступать к расчётам коротких замыканий в указанных на схемах точках.

Для точки К1:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_{\text{л}} \quad (8.7)$$

$$x_{\Sigma 1} = 1 + 0,65 = 1,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{п0 } 1} = \frac{1}{1,65} * 15,41 = 9,34 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma 1} + x_{\text{т1}} \quad (8.8)$$

$$x_{\Sigma 2} = 1,65 + 28 = 29,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{п0 } 2} = \frac{1}{29,65} * 55,05 = 1,86 \text{ кА}$$

Для точки К3:

$$x_{\Sigma 3} = x_{\Sigma 2} + X_{\text{кл ктп}} \quad (8.9)$$

$$x_{\Sigma 3} = 29,65 + 0,06 = 29,71 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{п0 } 3} = \frac{1}{29,71} * 55,05 = 1,85 \text{ кА}$$

Для точки К4:

$$x_{\Sigma 4} = x_{\Sigma 3} + X_{T2} \quad (8.10)$$
$$x_{\Sigma 4} = 29,71 + 55 = 84,71 \text{ о.е.}$$
$$I_{\text{по } 4} = \frac{1}{84,71} * 55,05 = 1,23 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток для точек КЗ i_y , кА:

$$i_{\text{уд}} = \bar{2} * I_{\text{по}} * K_y \quad (8.11)$$

где K_y – ударный коэффициент, о.е. приведён в таблице 8.1;

Результаты расчётов токов короткого замыкания и ударных токов приведены в таблице 8.1:

Таблица 8.1 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}}$, кА	K_y , о.е.	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	9,34	1,05	13,87
К2	1,86	1,6	4,21
К3	1,85	1,1	2,9
К4	1,23	1,6	2,78

9 Выбор аппаратов и проводников проектируемой сети

К выбираемым аппаратам и проводникам предъявляются следующие требования:

- прочность изоляции должна быть достаточной для обеспечения надёжной работы электрооборудования в длительном режиме, а также при кратковременных перенапряжениях;
- проходить по допустимому нагреву токами длительных режимов и КЗ;
- иметь достаточную стойкость к токам КЗ;
- технико-экономическая целесообразность установки;
- механическая прочность аппаратов и кабелей;
- потери напряжения в различных режимах должны быть в пределах допустимых значений.

9.1 Выбор питающих линий и ошиновки ОРУ 35 кВ ГПП

Напряжение 35 кВ поступает на газонаполнительную станцию по двухцепной воздушной линии электропередач от разных секций сборных шин РУ-35 кВ. Расстояние от ГНС до завода “ЖБИ” – 2,25 км.

Рассчитаем ВЛ по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{p \text{ ном}}}{j_3} \quad (9.1)$$

где $j_3 = 0,746$ – экономическая плотность тока, при часах работы от 1000 до 3000.

$$F_3 = \frac{25.7}{0.746} = 35.45 \text{ мм}^2$$

Исходя из значений расчётов, к установки принимается сталеалюминевый кабель АС 35/6,2, диаметр которого равен 8,4 мм. Активное и индуктивное сопротивление которого 0,8 Ом/км и 0,4 Ом/км соответственно. $I_{доп} = 175$ А вне помещений. $I_{п.а.} = 51,4$ А, что менее $I_{доп}$, вследствие чего кабель проходит по этому значению.

ПУЭ регламентирует минимальное сечение для сталеалюминевых кабелей по прочности не менее чем 25 мм^2 , что меньше выбранного значения.

Ошиновку ОРУ 35 кВ выполним кабелем питающей линии. Вследствие того, что шины выполняются голыми проводами на открытом воздухе, проверка на термическое действие токов КЗ производиться не будет.

В районе расположения ГНС присутствуют только обычные полевые загрязнения атмосферы, поэтому примем по 3 подвесных изолятора ПС-70.

9.2 Выбор схемы и оборудования ОРУ 35 кВ

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

ОРУ – распределительные устройства которые располагают на открытом воздухе. Они должны обеспечивать надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах на сооружение, возможность последующего расширения.

В РУ высокого напряжения 35 кВ выбираем схему: два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

В состав оборудования ОРУ входят: высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и другие аппараты.

Выключатель – это коммутирующий аппарат, для вкл./откл. тока. Служит для вкл./откл. цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, КЗ, холостой ход, несинхронная работа.

Выбранное оборудование:

- Выключатель элегазовый ВГБЭ-35-630/12,5 УХЛ1
- Разъединители РНД31-35-630-УХЛ1
- Трансформатор тока ТВТ35-III-200/5
- Трансформатор напряжения НОМ-35-66-УХЛ1

Расчёты выбранного оборудования представлены в таблице Г.1 приложения Г.

9.3 Выбор электрооборудования 10 кВ

9.3.1 Выбор трансформатора собственных нужд 10 кВ ГП

Нагрузка собственных нужд подстанции приведена в таблице 8.1

Таблица 8.1 - Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность $P_{\Sigma \text{уст}}$, кВт	$\cos \varphi$ о.е.	$t g \varphi$ о.е.	Нагрузка	
				$Q_{\Sigma \text{уст}}$, кВар	$S_{\Sigma \text{уст}}$, кВА
Охлаждение трансформаторов	5	0,85	0,62	3,1	
Подогрев приводов разъединителей	3,6	1	0	0	
Подогрев приводов выключателей	1,6	1	0	0	
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	18	1	0	0	
Освещение ОРУ 35кВ	1	0,8	0,75	0,75	
Аппаратура связи	3	0,8	0,6	1,8	
Итого	34,2			5,65	34,67

В состав собственных нужд включены защитные и управленческие цепи, рабочее и аварийное освещение, охлаждение трансформаторов обдувом, вентиляция и отопление помещений, заряд аккумуляторных батарей, а также обогрев приводов механизмов и др.

Устанавливаются два трансформатора собственных нужд, сокращённо ТСН, обеспечивающих питание потреблений собственных нужд. При выборе их мощности следует учитывать допустимую перегрузку при выходе из строя одного из трансформаторов, а также коэффициент спроса электрооборудования собственных нужд.

$$S_{\Sigma p} = K_c * S_p = 0,8 * 34,67 = 27,74 \text{ кВА} \quad (9.2)$$

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{S_{\Sigma p}}{K_{\text{п.а.}}} = \frac{27,74}{1,4} = 19,8 \text{ А} \quad (9.3)$$

где $K_c = 0,8$ - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки;

$K_{\text{п.а.}} = 1,4$ - коэффициент послеаварийного режима.

Принимаем два трансформатора ТСЗ-25/10, его технические данные приведены в таблице 8.3

Таблица 8.3 - Технические данные трансформатора

Трансформатор	$S_{\text{т.ном.}}$ кВА	Напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		$U_k, \%$	$I_{\text{жж}}, \%$
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{жж, кВт}}$	$\Delta P_{\text{кз, кВт}}$		
ТСЗ-25/10	25	10	0,4	0,15	0,6	4	2,6

Установка трансформаторов собственных нужд происходит непосредственно в отдельных шкафах.

Номинальный расчётный ток протекающий на стороне 10 кВ трансформатора собственных нужд:

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} \quad (9.4)$$

$$I_{\text{НОМ.Т}} = \frac{25}{\sqrt{3} * 10} = 1,45 \text{ А}$$

Щит собственных нужд, выполняемый по схеме одиночной системы СШ, секционированных автоматическим выключателем, запитывается вторичным напряжением трансформатора собственных нужд, которое равно 380/220 В. Этот щит устанавливается в закрытом помещении.

Схема питания собственных нужд ГПП приведена на рисунке 8.1

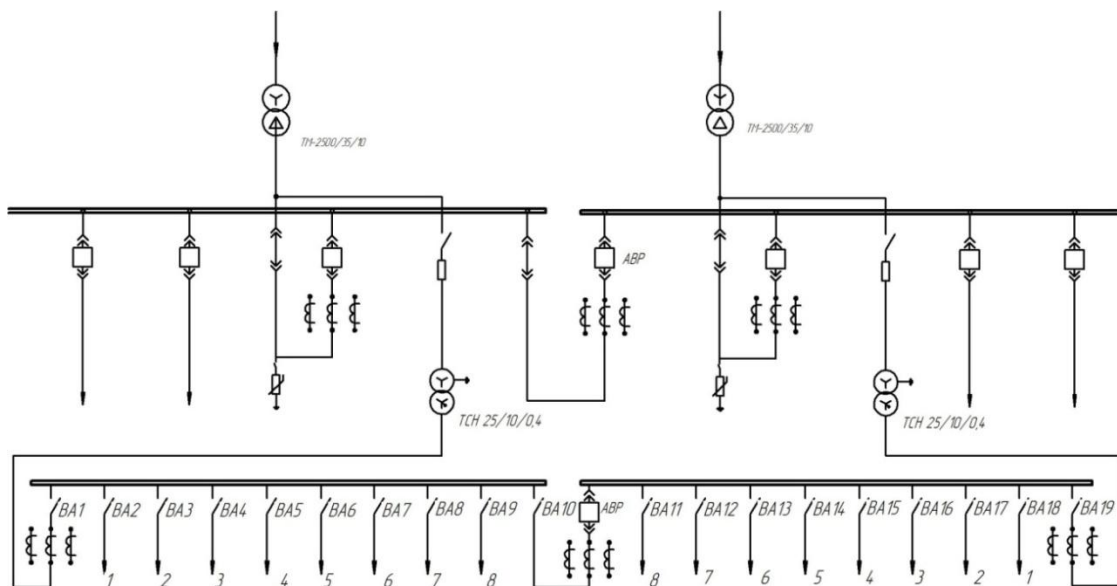


Рисунок 8.1 – Схема питания собственных нужд подстанции

1. Охлаждение трансформаторов
2. Подогрев приводов разъединителей;
3. Подогрев приводов выключателей;
4. Аппаратура связи;
5. Розетки;
6. Аварийное освещение;
7. Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ;
8. Освещение ОРУ 35 кВ.

9.3.2 Выбор оборудования КРУ 10 кВ

Выбрана двухсекционная схема, в которой при нормальном режиме секции работают отдельно, но при выходе из строя одного из трансформаторов, чтобы не произошло нарушения снабжения электроэнергией потребителей, срабатывает выключатель с устройством автоматического включения резерва - АВР.

Для КТП1 - 10 кВ и КТП2 - 10 кВ принимаем одиночную, секционированную выключателем систему шин.

Определяем токи на стороне 10 кВ для выбора оборудования:

1) Для ячеек на вводе 10 кВ ГПП:

$$I_{p.в.} = 0,5 * \frac{k_{п.а.} * S_{ном.т}}{\sqrt{3} * U_{ном}} \quad (9.5)$$

$$I_{p.в.} = 0,5 * \frac{1,4 * 2500}{\sqrt{3} * 10} = 101,2 \text{ А}$$

где $I_{p.в.}$ - максимальный расчётный ток на вводе 10 кВ ГПП, А;

$k_{п.а.} = 1,4$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном или ремонтном режимах

$S_{ном.т} = 2500$ - номинальная мощность трансформатора;

2) Для секционной ячейки 10 кВ ГПП:

$$I_{p.с} = \frac{I_{p.в.}}{2} = \frac{101,2}{2} = 50,6 \text{ А}$$

3) Для ячейки отходящей линии от ГПП к КТП, формула (9.5):

$$I_{p.кТП} = \frac{k_{п.а.} * S_{ном.т}}{\sqrt{3} * U_{ном}}$$

$$I_{p.в.} = \frac{1,4 * 1000}{\sqrt{3} * 10} = 80,93 \text{ А}$$

4) Для ячейки отходящей линии СД:

$$I_{p.кТП} = \frac{S_{ном.г}}{\sqrt{3} * U_{ном} * \cos\varphi} \quad (9.6)$$
$$I_{p.кТП} = \frac{1250}{\sqrt{3} * 10 * 0,9} = 80,3 \text{ А}$$

Время от начала КЗ до его отключения на стороне 10 кВ равно:

$$t_{откл} = t_{pз} + t_{откл.в} \quad (9.7)$$

где $t_{pз} = 0,25 \text{ с}$;

$t_{откл.в} = 0,025 \text{ с}$.

Время отключения тока КЗ для РУ 10 кВ ГПП:

$$t_{откл} = 0,25 + 0,025 = 0,275 \text{ с}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ для сборных шин 10 кВ $T_{\alpha} = 0,1 \text{ с}$.

Выбрано оборудование:

- Вводной выключатель ВВУ-СЭЩ-П5 10-20/630
- Выключатель секционный ВВУ-СЭЩ-П5 10-20/630
- Выключатель отходящих линий к СД ВВУ-СЭЩ-П5 10-20/630
- Выключатель отходящих линий к КТП ВВУ-СЭЩ-П5 10-20/630
- Трансформатор тока вводной ячейки ТОЛ-СЭЩ-10-У3 150/5
- Трансформатор тока отходящих линий к СД ТОЛ-СЭЩ-10-У3 100/5
- Трансформатор тока отходящих линий к КТП ТОЛ-СЭЩ-10-У3 100/5

- Предохранитель для защиты КТП ПКТ 103-10-100-12,5 УЗ
- Предохранитель для защиты ТН ПКН 001-10УЗ
- Предохранитель для защиты ТСН ПКТ 101-3-2-31,5 УЗ
- Трансформатор напряжения НАМИ-10-УЗ

Результаты расчётов сведены в таблицу Г.2 приложения Г.

9.4 Выбор сечения кабельных линий 10 кВ

Выбор сечений кабелей производится по трем критериям, окончательное сечение выбираем по наибольшему из трех:

1) По экономической плотности тока:

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\Sigma}} \quad (9.8)$$

где $I_{\text{норм}}$ - расчётный ток КЛ в нормальном режиме, А;

J_{Σ} - нормированная экономическая плотность тока, А/мм².

$$I_{\text{норм}} = \frac{k_{\Sigma, \text{норм}} * S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} \quad (9.9)$$

$k_{\Sigma, \text{норм}}$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА;

2) По нагреву:

$$I_{\text{max}} \leq K_n * I_{\text{д.д.}} \quad (9.10)$$

где I_{max} - расчётный ток КЛ в послеаварийном режиме, А;

$I_{д.д.}$ - длительно допустимый ток КЛ, А;

$K_n = 1,3$ - коэффициент, учитывающий возможность перегрузки кабеля с бумажной изоляцией на 30 %, $K_n = 1,1$ - с изоляцией из сшитого полиэтилена на 10 %, для кабелей питающих синхронные двигатели коэффициент перегрузки равен $K_n = 1$.

$$I_{max} = \frac{k_{п.а.} * S_{ном.т}}{\sqrt{3} * U_{ном}} \quad (9.11)$$

где $k_{п.а.}$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном или ремонтном режимах;

3) По термической стойкости к токам КЗ:

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости к токам КЗ:

$$F_{min} \geq \frac{\overline{B_k}}{C} = \alpha * I_{\infty} * \overline{t_n} \quad (9.12)$$

где B_k - тепловой импульс тока КЗ, $кА^2/с$;

C - коэффициент, зависящий от марки кабеля, вида его жил и напряжения;

α - расчётный коэффициент ($\alpha = 12$ для кабелей с алюминиевыми жилами, $\alpha = 7$ для кабелей с медными жилами);

I_{∞} - установившийся ток КЗ, $кА$;

t_n - время прохождения тока КЗ через кабель, $с$;

$$t_n = t_{откл} = 0,275 с$$

Пример расчёта:

Выбор кабельной линии от ЗРУ до КТП.

1) По экономической плотности тока:

Расчётный ток КЛ питающей КТП в нормальном режиме (9.9):

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,6 * 1000}{\sqrt{3} * 10} = 34,7 \text{ А}$$

$k_{з.норм} = 0,6$ - фактический коэффициент загрузки трансформатора

$S_{\text{ном.т}} = 1000$ кВА - номинальная мощность трансформатора.

Экономическая плотность тока зависит от годового числа часов использования T_m и материала проводника.

При $T_m = 1000 - 3000$ ч $J_3 = 1,7$ А/мм². Произведём расчёт (9.8):

$$F_3 = \frac{34,7}{1,7} = 20,4 \text{ мм}^2$$

Для питания КТП прокладываем в траншее кабель трехжильный марки АПвПу сечением $F = 3 * 35$ мм², с длительно допустимым током $I_{\text{д.д.}} = 147$ А.

2) По нагреву:

Расчётный ток КЛ, питающей КТП в аварийном режиме (9.11):

$$I_{max} = \frac{1,4}{3 * 10} = 80,93 \text{ A}$$

$k_{п.а.} = 1,4$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном или ремонтных режимах.

$$I_{max} = 80,93 \text{ A} \leq I_{д.д.} = 147 \text{ A}.$$

Условие выполняется.

3) По термической стойкости к токам КЗ:

α - расчётный коэффициент зависящий от материала кабеля ($\alpha = 12$ для кабелей с алюминиевыми жилами);

$$I_{\infty} = I_{по} = 1,8 - \text{установившийся ток КЗ, кА}$$

Минимальное сечение кабеля по термической стойкости к токам КЗ (9.12):

$$F_{min} = 12 * 1,8 * \sqrt{0,275} = 11,34 \text{ мм}^2$$

Ранее выбранный кабель проходит по термической стойкости.

В приложение Г сведены выбранные кабели – таблица Г.3, а также их характеристики – таблица Г.4.

9.5 Выбор ошиновки трансформатора до вводных ячеек РУ-10кВ

Ошиновку РУ-10кВ выполняем жёсткими алюминиевыми шинами прямоугольного сечения, исходя из значений максимального тока на шинах $I_{max} = 1191,6 \text{ A}$.

Принимаем однополосные шины $80 \times 8 \text{ мм}$; $I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 1191,6 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}$$

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\text{min}} = \frac{\overline{B_k}}{C} \quad (9.13)$$

где $C = 95 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ для алюминиевых шин

$$q_{\text{min}} = \frac{\overline{9,7 * 10^6}}{95} = 32,8 \text{ мм}^2$$

$$32,8 < 80 \times 8 = 640 \text{ мм}^2$$

Данные шины проходят по расчётным параметрам.

10 Релейная защита

В данном разделе приводится выбор необходимых защит для силовых трансформаторов ГПП ТМ-2500/35 и высоковольтных электродвигателей и расчет уставок выбранных защит.

10.1 Расчет уставок защит трансформаторов

Трансформаторы ГПП ТМ-2500/35 нуждаются в установке релейной защиты от:

- Многофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- Однофазных КЗ на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- Витковых замыканий в обмотках;
- Токов в обмотках, обусловленных перегрузкой трансформатора;
- Токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- Снижения уровня масла.

Снижение уровня масла в трансформаторе приводит к выделению газа, на что срабатывает газовая защита, которая при неинтенсивном выделении подает сигнал, а при интенсивном отключает трансформатор.

Для защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждений предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита.

В качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ применяется максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения, устанавливаемая со стороны основного питания.

10.1.1 Дифференциальная отсечка

Рассчитаем $I_{номВН}$ - номинальный вторичный ток стороны ВН и $I_{номНН}$ - номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

$$I_{\text{НОМ}i} = \frac{S_{\text{НОМ.Т.}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}i}} \quad (10.1)$$

$$I_{\text{НОМВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т.}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМВН}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 37,5} = 38,55 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМНН}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т.}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМНН}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 10,5} = 137,63 \text{ А}$$

Уставки дифференциальной отсечки выбираются по выражению:

$$I_{\text{дтг}} = K_{\text{отс}} * I_{\text{нб.расч}} \quad (10.2)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки равен 1,2;

$I_{\text{нб.расч}}$ – расчетный ток небаланса.

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} * K_{\text{одн}} * \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}} * I_{\text{кзВН}} \quad (10.3)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, 2,5 о.е;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, 1,0 о.е;

ε – относительное значение полной погрешности, равно 0,1 о.е;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – полный размах РПН, равный 0,05 о.е;

$\Delta f_{\text{добав}}$ – слагаемое, обусловленное неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, равное 0,05 о.е.

$I_{\text{кзВН}}$ – относительное значение максимального сквозного тока КЗ проходящего по стороне ВН при коротком замыкании на стороне НН, равное:

$$I_{\text{кзВН}} = \frac{I^{(3)}}{I_{\text{НОМВН}}} \quad (10.4)$$

где $I^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на стороне НН, равен 1865 А;

$$I_{\text{кзВН}} = \frac{I^3}{I_{\text{номВН}}} = \frac{1865}{38,55} = 48,38 \text{ А}$$

$$I_{\text{нб,расч}} = 2,5 * 1 * 0,1 + 0,05 + 0,05 * 48,38 = 16,92 \text{ А}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,2 * 16,92 = 20,3 \text{ А}$$

К установке принимаем реле РТ-40/50. Согласно ПУЭ проверку чувствительности ДТО не производят.

10.1.2 Дифференциальная токовая защита

Для выполнения дифференциальной защиты применяем реле типа РНТ-565, для которого ток срабатывания защиты выбирается по условиям:

Отстройка от броска намагничивающего тока

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} * I_{\text{номВН}} \quad 10.5$$

$$I_{\text{сз}} = 1,5 * 38,55 = 57,83 \text{ А}$$

Отстройка от тока небаланса при КЗ на НН

$$I_{\text{сз}} = K_3 * K_{\text{одн}} * \varepsilon * I^3 \quad (10.6)$$

$$I_{\text{сз}} = 1,5 * 1 * 0,1 * 1865 = 280 \text{ А}$$

где $K_3 = 1,5$ - коэффициент запаса по избирательности

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, 1,0 о.е;

ε – относительное значение полной погрешности, равное 0,1 о.е;

Ток срабатывания защиты принимаем $I_{\text{сз}} = 280 \text{ А}$.

Определяется чувствительность защиты при КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^2}{I_{\text{сз}}} = \frac{I^3 * 0,87}{I_{\text{сз}}} \quad (10.7)$$

$$k_{\tau} = \frac{1865 * 0,87}{280} = 5,8 > 2$$

Выбор уставок реле защиты

Расчет первичных и вторичных токов сторон трансформатора:

$$I_{в.ср.i} = \frac{I_{номi} * k_{сх}}{k_{\tau}} \quad (10.8)$$

$$I_{в.ср.ВН} = \frac{I_{номВН} * k_{сх}}{k_{\tau}} = \frac{38,55 * \bar{3}}{15} = 4,45 \text{ А}$$

$$I_{в.ср.НН} = \frac{I_{номНН} * k_{сх}}{k_{\tau}} = \frac{137,63 * 1}{30} = 4,59 \text{ А}$$

где k_{τ} - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{сх}$ - коэффициент схемы трансформатора тока.

Расчетный ток срабатывания реле:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} * k_{сх} * \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.НН}}}{k_{\tau}} \quad (10.9)$$

$$I_{ср.осн} = \frac{280 * 1 * \frac{37,5}{10,5}}{30} = 33,33 \text{ А}$$

Расчетное число витков обмоток:

$$\omega_{осн.расч.} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}} \quad (10.10)$$

$$\omega_{осн.расч.} = \frac{100}{33,33} = 3 \text{ витка}$$

$$\omega_{расчI} = \omega_{расчII} = \omega_{осн.расч.} * \frac{I_{в.ср.ВН}}{I_{в.ср.НН}} \quad (10.11)$$

$$\omega_{расчI} = \omega_{расчII} = 3 * \frac{4,45}{4,59} = 2,9 \approx 3 \text{ витка}$$

Ток срабатывания защиты был выбран по условию отстройки от броска тока намагничивания, расчет числа витков тормозной обмотки не выполняем.

Таким образом, к установке на реле принимаются по 3 витка на каждую сторону.

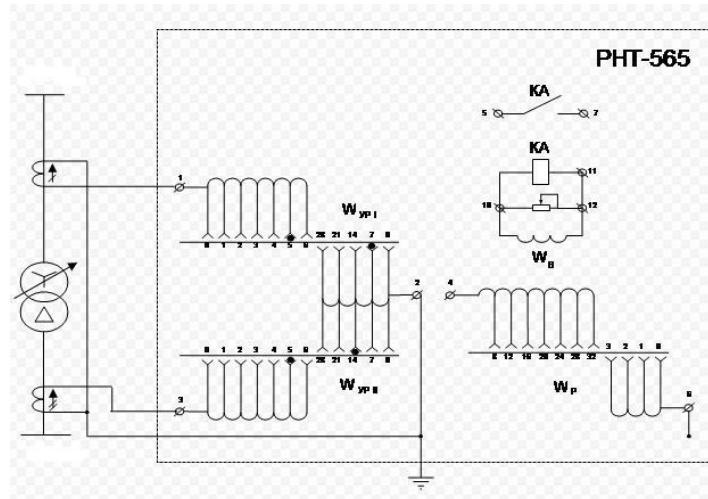


Рисунок 10.1 Схема включения обмоток реле фазы А типа РНТ-565

10.1.3 Защита от перегрузки

Чтобы контролировать перегрузку установленного трансформатора, имеем необходимость слежения за токами в обеих его обмотках. Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Расчёт уставки на сигнал о перегрузке трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} * I_{ном}}{K_{в}} \quad (10.12)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,05 о.е;

$K_{в}$ – коэффициент возврата, в данном устройстве равен 0,95 о.е.

Вторичный ток в плече защиты ВН трансформатора:

$$I_{ном.в.і} = \frac{I_{ном.і} * k_{ск}}{K_{т}} \quad (10.13)$$

$$I_{\text{НОМ.В.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}} * k_{\text{СК}}}{K_{\text{T}}} = \frac{38,55 * \sqrt{3}}{75} = 4,45 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ.В.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}} * k_{\text{СК}}}{K_{\text{T}}} = \frac{137,63 * 1}{150} = 4,59 \text{ A}$$

где $k_{\text{СК}}$ – коэффициент схемы;

K_{T} – коэффициент трансформации трансформатора тока, о.е.

$$I_{\text{сз.}i} = \frac{I_{\text{НОМ.В.}i} * k_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \quad (10.14)$$

$$I_{\text{сз.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.В.ВН}} * k_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 * 4,45}{0,95} = 4,92 \text{ A}$$

$$I_{\text{сз.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.В.НН}} * k_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 * 4,59}{0,95} = 5,07 \text{ A}$$

10.1.4 Максимальная токовая защита

МТЗ предназначена для отключения оборудования при внешних многофазных КЗ в случае отказа защиты смежного элемента, подвергнутого повреждению, либо не срабатывании выключателя этого элемента. Вместе с тем может возлагать на себя функции ближнего резервирования в отношении к основным, дифференциальной и газовой, защитам трансформатора.

В нормальном режиме, контакты реле, обмотки которого соединены со вторичными обмотками ТН, не замкнуты и срабатывают на замыкание в случае падения напряжения ниже допустимого значения.

Исходя из вышеуказанного, защита действует на отключение в только в случае, если срабатывает реле напряжения, ведь при КЗ напряжение падает, что “разрешает” МТЗ работать на отключение. Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} > \frac{K_{\text{Н}} * I_{\text{пуск}}}{K_{\text{В}}} \quad (10.15)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, равный 1,1 о.е;

K_B – коэффициент возврата реле, равный 0,95 о.е;

$I_{\text{пуск}}$ – ток при пуске наиболее мощного электроприемника, 103,22 А.

$$I_{\text{сз}} > \frac{1,1 * 103,22}{0,95} = 119,52 \text{ А}$$

Ток срабатывания:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{K_I} * \bar{3} \quad (10.16)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{119,52}{100} * \bar{3} = 10,35 \text{ А}$$

Выбираем реле РТ81/1.

Напряжение срабатывания защиты по минимальному напряжению:

$$U_{\text{сз}} = \frac{K_B * U_{\text{мин}}}{K_H} \quad (10.17)$$

$$U_{\text{сз}} = \frac{0,95 * 0,9 * 10,5}{1,1} = 8,16 \text{ кВ}$$

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное напряжение, равное 90 % (0,9) от номинального напряжения трансформатора.

10.1.5 Защита от однофазных КЗ на землю на стороне обмотки ВН

У двухобмоточных трансформаторов защита от однофазных КЗ на землю выполняется второй ступенью МТЗ. Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{I^3}{3 * n_T} \quad 10.18$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1835}{3 * 3,57} = 171,35 \text{ А}$$

10.1.6 Газовая защита

Защита выполняется на газовом реле типа РГЧ-66. Верхний контакт реле действует на сигнал, а нижний - на отключение трансформатора без выдержки времени на все выключатели.

10.2 Расчет релейной защиты высоковольтных электродвигателей

В разделе 4 ВКР выбраны два синхронных электродвигателя, для которых предусмотрена защита от многофазных КЗ на выводах, а также в самой обмотке и от КЗ на землю в обмотке статора, также предусмотрена защита от перегрузки и по потере напряжения.

10.2.1 Расчёт токовой отсечки электродвигателей

Первичный ток срабатывания токовой отсечки выбирается по условию отстройки от пускового тока электродвигателя по формуле:

$$I_{сз} = K_n * I_{пуск} \quad (10.19)$$

где $K_n = 1,4$ – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и наличие апериодической составляющей в пусковом токе электродвигателя;

$I_{пуск}$ – пусковой ток электродвигателя, А.

Номинальный ток электродвигателя рассчитан в разделе 4, равен 84 А.

Пусковой ток электродвигателя:

$$I_{пуск} = K_{пуск} * I_{ном} \quad (10.20)$$
$$I_{пуск} = 4,5 * 84 = 378 \text{ А}$$
$$I_{сз} = 1,4 * 378 = 592,2 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}} * I_{\text{сз}}}{K_{\text{T}}} \quad (10.21)$$
$$I_{\text{ср}} = \frac{1 * 592,2}{100 * 5} = 29,61$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока, о.е;

K_{T} – коэффициент трансформации трансформаторов тока, о.е.

Для расчёта чувствительности применяем двухфазное КЗ на выводах в минимальном режиме сети. Оценивается коэффициентом чувствительности, его значение должно быть не менее 2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{н}}^3}{I_{\text{сз}}^3} = \frac{0,87 * I_{\text{н}}^3}{I_{\text{сз}}^3} \quad 10.22$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 * 1835}{29,61} = 53,92 \text{ о.е.}$$

10.2.2 Расчет токовой защиты электродвигателей от перегрузки

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от номинального тока электродвигателя:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} * I_{\text{ном}}}{K_{\text{в}}} \quad 10.23$$
$$I_{\text{сз}} = \frac{1,1 * 84}{0,8} = 115,5 \text{ А}$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, 1,1 о.е.

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, 0,8 о.е.

Ток срабатывания реле по формуле (10.21):

$$I_{\text{ср}} = \frac{1 * 115,5}{100 * 5} = 5,78 \text{ А}$$

10.2.3 Выбор тока срабатывания защиты при двойных замыканиях на землю

Если в обмотке статора происходит двухфазное КЗ, то для отключения трансформатора ток этих замыканий должен быть большим. В связи с использованием для данной защиты ТТ нулевой последовательности, первичный ток срабатывания защиты составляет 100-200 А. Окончательно принимаем $I_{\text{сз}}=200 \text{ А}$.

10.2.4 Выбор уставок защиты минимального напряжения

В случае включенного возбуждения синхронного ЭД, он, зачастую, не допускает подачи несинхронного напряжения. Синхронные ЭД отключаются при исчезновении напряжения, либо при его посадке, но после восстановления подачи напряжения, если это необходимо, вновь запускаются, имея для этих целей схему автозапуска. Автоматический запуск необходим, если электродвигатель имеет важную роль в работе предприятия. Также при посадке напряжения могут отключаться другие, менее значимые, ЭД с целью “подъёма” напряжения.

Присутствие контроля отсутствия напряжения обусловлено предотвращением подачи напряжения на возбуждённые ЭД. Недопустимо, например, выполнение АВР только по признаку отключения питающего ввода. В случае с синхронными двигателями, их защита от минимального напряжения выполняется как первая ступень U_{min} для асинхронных ЭД. Для этого необходимо воспользоваться формулой :

$$U \geq 0,7 * U_{\text{ном}} = 0,7 * 10,5 = 7,35 \text{ кВ} \quad (10.24)$$

11 Заземление ГПП

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но имеющие возможность оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть надежно соединены с землей.

В электроустановках должны заземляться: корпуса установленных электродвигателей, корпуса трансформаторов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока, корпуса РЩ, шкафов, металлоконструкции РУ, броня кабелей и прочие металлоконструкции, которые связаны с установкой электрического оборудования. В роли искусственных заземлителей могут выступать металлические стержни, уголки, либо полосы, которые погружаются в землю с целью надежного соприкосновения с землей. В зависимости от определяемого расчётом необходимого сопротивления получаем необходимое к установке количество заземлителей. На площади, которая занята электрооборудованием, необходимо достижение равномерного распределения потенциала, исходя из этого выбирается размещение заземлителей. Заземлители соединяются между собой полосами, создавая заземлительную сетку.

Если в электрическом аппарате происходит пробой изоляции, то под некоторым потенциалом оказываются его корпус и заземляющий контур:

$$U_{\text{з}} = I_{\text{з}} * R_{\text{з}} \quad (11.1)$$

где $I_{\text{з}}$ - ток однофазного КЗ на землю, А;

$R_{\text{з}}$ - сопротивление заземлителя, Ом.

Растекание тока $I_{\text{з}}$ с заземлителей приводит к уменьшению потенциала почвы вокруг них. Прикоснувшись к повреждённому оборудованию, человек попадает лишь под небольшую разность потенциалов, т.к. в самом контуре заземления эти потенциалы выравниваются, а сама разница их называется напряжением прикосновения $U_{\text{пр}}$:

$$U_{\text{пр}} = K_n * U_3 \quad (11.2)$$

где K_n - коэффициент напряжения прикосновения, значение которого зависит от условий растекания тока с заземлителя и человека.

Согласно ПУЭ заземляющие устройства выше 1 кВ с эффективно заземлённой нейтралью выполняются с учётом сопротивления $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ или допустимого напряжения прикосновения [1].

Если производить расчёт по $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$ устройств, не имеющих естественных заземлителей, то это приведет к неоправданному и большому расходу материалов и повышению трудоёмкости самой работы по их сооружению.

При напряжении 35 кВ и выше имеется возможность перехода к нормированию напряжения прикосновения, а не величины сопротивления заземления. В момент прикосновения человека к заземленному оборудованию, находящемуся под потенциалом, часть сопротивления заземлителя шунтируется сопротивлением тела человека $R_{\text{ч}}$ и сопротивлением растекания тока от ступней в землю:

$$R_c = 1,5 * \rho_1 \quad (11.3)$$

где $\rho_1 = \rho_{\text{в.с.}}$ - удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом м;

На тело человека фактически будет действовать напряжение:

$$U_{\text{ч}} = U_{\text{пр}} - U_c \quad (11.4)$$

где $U_c = I_{\text{ч}} * R_c$ - падение напряжения в сопротивлении растеканию с двух ступней в землю, В.

Ток, протекающий через человека:

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{пр}} - U_{\text{с}}}{R_{\text{ч}}} \quad (11.5)$$

где $R_{\text{ч}}$ - сопротивление тела человека, в расчёте принимают $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$;

Опасность поражения зависит от величины силы тока и длительности протекания этого тока через тело человека.

Зная допустимый ток, имеем возможность вычислить допустимое напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр,д}} \leq I_{\text{ч}} * R_{\text{ч}} + U_{\text{с}} = I_{\text{ч}} * R_{\text{ч}} + 1,5 * I_{\text{ч}} * \rho_{\text{в,с}} \quad (11.6)$$

Чем больше $\rho_{\text{в,с}}$, тем большее напряжение прикосновения можно допустить.

За расчетную длительность воздействия тока на человека $\tau_{\text{в}}$ принято значение по формуле:

$$\tau_{\text{в}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}} + t_{\text{вкл.кз}} \quad (11.7)$$

где $t_{\text{рз}} = 0,01 \text{ с}$ - время действия основной РЗ на 35 кВ ГПП;

$t_{\text{вкл.кз}} = 0,15 \text{ с}$ - полное время включения короткозамыкателя;

$t_{\text{откл.в}} = 0,04 \text{ с}$ - полное время отключения на головном выключателе линии 35 кВ подстанции энергосистемы.

По нормам, заземление должно обеспечить ограничение $U_{\text{пр}}$ в любое время года до значения в пределах нормы по всей площади ПС.

Заземляющее устройство для установок 35 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, проложенных

вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении, шаг между которыми не должен превышать 30 м, которые в конечном итоге создают заземляющую сетку.

Сложный заземлитель заменяется расчетной квадратной моделью при условии равенства их площадей S , общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения t , числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

Площадь используемая под заземлитель подстанции:

$$S = 45 * 55,5 = 2500 \text{ м}^2$$

$$\bar{s} = \sqrt{2500} = 50 \text{ м}$$

На подстанции прокладываются горизонтальные проводники диаметром $d_{\sigma} = 2 \text{ см}$ и длиной $l_{\Gamma} = 5 \text{ м}$.

Общая протяженность горизонтальных проводников сетки составляет:

$$L_{\Gamma} = 11 * 50 * 2 = 1100 \text{ м}$$

На различной глубине также различно удельное сопротивление грунта. Обычно, сопротивление верхнего слоя превышает сопротивление нижнего, в следствие чего, при расчёте заземления, грунт разделяют на два слоя. Верхний – толщиной $h_1 = 2 \text{ м}$, с удельным сопротивлением $\rho_1 = \rho_{в.с.}$, а также нижний, с удельным сопротивлением ρ_2 . Величины ρ_1 , ρ_2 , h_1 принимаются на основе замеров, необходимо учитывать сезонный коэффициент K_c .

Удельное сопротивление верхнего слоя грунта : $\rho_{в.с.} = 60 \text{ Ом} * \text{м}$.

Удельное сопротивление нижнего слоя грунта определим по выражению:

$$\rho_2 = \frac{\rho_{в.с.}}{K_c} = \frac{100}{5} = 20 \text{ Ом} * \text{м} \quad (11.8)$$

где $K_c = 5 \text{ о.е}$ - коэффициент сезонности, учитывающий увеличения удельного сопротивления верхнего слоя грунта вследствие сезонных изменений.

Для $\tau_{в} = 0,01 + 0,04 + 0,15 = 0,2 \text{ с}$ находим допустимое напряжение прикосновения $U_{гр.д.}$:

$$U_{гр.д.} = 0,25 * 1000 + 1,5 * 0,25 * 100 = 287,5 \text{ В}$$

Коэффициент прикосновения определяется по выражению:

$$K_n = \frac{M * \beta}{\frac{l_{в} * L_{г}}{a * \bar{s}}^{0,45}} \quad (11.9)$$

где $l_{в}$ - длина вертикальных заземлителей, равная 5 м;

a - расстояние между вертикальными заземлителями, равное 5 м;

M - параметр, зависящий от $\rho_1 \rho_2 = 5$, равный 0,75 о.е.

β - коэффициент, определяемый по $R_{ч}$ и R_c :

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_c} = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 1,5 * \rho_1} \quad (11.10)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 * 100} = 0,87 \text{ о.е.}$$

$$K_n = \frac{0,75 * 0,87}{\frac{5 * 1100}{5 * 50}^{0,45}} = \frac{0,65}{4,02} = 0,162 \text{ о.е.}$$

Определяем потенциал на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.д.}}}{K_{\text{г}}} = \frac{287,5}{0,162} = 1774,7 \text{ В} \quad (11.11)$$

Данное значения является допустимым, т.к. оно не превышает 10 кВ

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{з.д.}} = \frac{U_3}{I_3} \quad (11.12)$$

где I_3 - ток однофазного замыкания на землю в РУ 35 кВ, А.

При расчете ток однофазного КЗ принимаем равным половине трехфазного КЗ на стороне 35 кВ, т.е.

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 0,5 * I_k'' = 0,5 * 9340 = 4670 \text{ А} \quad (11.13)$$

Величину I_3 принимаю равной половине $I_{\text{по}}^{(1)}$:

$$I_3 = 0,5 * I_{\text{по}}^{(1)} = 0,5 * 4670 = 2335 \text{ А} \quad (11.14)$$

$$R_{\text{з.д.}} = \frac{1774,7}{2335} = 0,76 \text{ Ом}$$

Определим общую длину вертикальных заземлителей:

$$L_{\text{в}} = n_{\text{в}} * l_{\text{в}} = 121 * 5 = 605 \text{ м} \quad (11.15)$$

где $n_{\text{в}}$ - число вертикальных заземлителей, равное 121 шт.

Сопротивление заземлителя из сетки, уложенной на глубине t можно определить:

$$R_{\text{з}} = \frac{A * \rho_{\text{з}}}{\bar{S}} + \frac{\rho_{\text{з}}}{L_{\text{в}} + L_{\text{г}}} \quad (11.16)$$

где $\rho_{\text{з}}$ - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

По табличным данным для $\rho_1 \rho_2 = 5$, а $l_{\text{в}} = 1$, $\frac{h_1 - t}{l_{\text{в}}} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26$,
 $\rho_{\text{з}} \rho_2 = 1,25$, тогда $\rho_{\text{з}} = 1,25 * \rho_2 = 1,25 * 20 = 25 \text{ Ом} * \text{м}$;

A - коэффициент, зависящий от отношения длины вертикальных электродов $l_{\text{в}}$ и \bar{S} .

$$\frac{l_{\text{в}} + t}{\bar{S}} = \frac{5 + 0,7}{50} = 0,114 \text{ о. е.} \geq 0,1 \quad (11.17)$$

Тогда, исходя из данного условия, получаем:

$$A = 0,385 - 0,25 * \frac{l_{\text{в}} + t}{\bar{S}} = 0,356 \text{ о. е.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_{\text{з}} = \frac{0,356 * 25}{50} + \frac{25}{605 + 1100} = 0,52 \text{ Ом} < R_{\text{з.д.}} = 0,76 \text{ Ом}$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{н}} * I_{\text{з}} * R_{\text{з}} \quad (11.18)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,162 * 2335 * 0,52 = 196,7 \text{ В} < U_{\text{пр.д.}} = 287,5 \text{ В}$$

Оба значения менее допустимых.

Заключение

При выполнении бакалаврской работы на тему «Электроснабжение газонаполнительной станции ОАО «СызраньГаз»» были рассмотрены и решены вопросы электроснабжения. Было выбрано электрооборудование для ГНС, а также для ГПП, снабжающей питанием саму газонаполнительную станцию.

В бакалаврской работе решены все поставленные задачи, а именно:

1. Определены расчетные нагрузки в целом по предприятию;
2. Разработана схема электроснабжения ГНС;
3. Разработана система электроосвещения ГНС;
4. Разработана система релейной защиты элементов системы электроснабжения;
5. Осуществлены выбор и проверка оборудования и аппаратуры принятой схемы электроснабжения;

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок: 7-е изд., перераб. и дополн. – Новосибирск: Норматика, 2014. – 464 с.
2. Соловьев, А.Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ / А.Л. Соловьев, М.А. Шабад. – СПб.: Политехника, 2007. – 175 с.
3. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
4. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Госэнергоиздат, 2001. – 53 с.
5. Волков, В.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию / В.М. Волков. – Архангельск: РИО АЛТИ, 2005 – 44с.
6. Афанасьев В.В. Трансформаторы тока/ В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – М.: Интенмет Инжиниринг, 2005. – 672 с.
8. Розанов, Ю.К. Электрические и электронные аппараты. 2-е изд., испр. и доп. / Ю.К. Розанов. – М.: Информэлектро, 2001. – 420 с.: ил.
9. Алиев, И.И. Электрические аппараты. Справочник/ И.И. Алиев, М. Б. Абрамов. – М.: РадиоСофт, 2004. – 251 с.
10. Ополева, Г.Н. Схема и подстанции электроснабжения. Справочник / Г.Н. Ополева. – М.: Инфра-М, 2006. – 480 с.
11. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

12. Пилипчук, Р.В. Промышленное освещение. Методико-справочное пособие / Р.В. Пилипчук, В.В. Щиренко, Р.Ю. Яремчук. – Тернополь: Тернополь, 2006 – 432с.
13. Кузнев, В.Ю. Кабели, провода и материалы для кабельной индустрии: Технический справочник / В.Ю. Кузнев, О.В. Крехова – М.: Нефть и газ, 1999. – 322 с.
14. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87 / Минэнерго СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 56 с.
15. Дорофейчик, А.Н. Пути повышения надежности электрических сетей. Учебник / А.Н. Дорофейчик. – Гродно, ГрГУ, 2007. – 203 с.
16. Справочник по электрическим машинам (том 1) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://servomotors.ru/documentation/electromotor/book1/book1p47.html>. Дата обращения: 06.04.2016.
17. Gottlieb, I.M. Practical Electric Motor Handbook / I.M. Gottlieb. – Oxford: Newnes, 1997. – 220 p.
18. Keller, K. Electrical Safety Code Manual / K. Keller. – Oxford: Butterworth-Heinemann, 2010. – 397 p.
19. Luttgens, G. Electrostatic Hazards/ G. Luttgens, N. Wilson. – Oxford: Butterworth-Heinemann, 1997. – 166 p.
20. Naidu, M.S. High voltage engineering. Second Edition/ M.S. Naidu, V. Kamaraju. – New-York: McGraw-Hill, 1995. – 384 p.
21. Mullin, R.C. Electrical Wiring Commercial. 14th Edition/ R.C. Mullin, P. Simmons. – New-York: Delmar Cengage Learning, 2011. – 642 p.

Приложение А

Таблица А.1- Параметры цехов

Наименование цеха	$K_{\text{и}}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	n_s
Механическая мастерская	0,4	0,75	0,88	24
Цех ремонта баллонов	0,35	0,55	1,52	21
Цех наполнения баллонов	0,6	0,8	0,75	12
Склад	0,1	0,4	2,29	5
Котельная	0,8	0,75	0,88	6
Бытовые помещения	0,4	0,7	1,02	4
ЛВК	0,5	0,7	1,02	8
Компрессорная	0,7	0,8	0,75	14

Таблица А.2 – Средние активные и реактивные мощности

Наименование цеха	P_c	Q_c
Механическая мастерская	$0,4 * 440 = 176 \text{ кВт}$	$176 * 0,8 = 155,2 \text{ квар}$
Цех ремонта баллонов	$0,35 * 320$ $= 112 \text{ кВт}$	$112 * 1,5 = 170,7 \text{ квар}$
Цех наполнения баллонов	$0,6 * 180 = 108 \text{ кВт}$	$108 * 0,75 = 81 \text{ квар}$
Склад	$0,1 * 50 = 5 \text{ кВт}$	$5 * 2,29 = 11,46 \text{ квар}$
Котельная	$0,8 * 300 = 240 \text{ кВт}$	$240 * 0,88$ $= 211,66 \text{ квар}$
Бытовые помещения	$0,4 * 4 = 1,6 \text{ кВт}$	$1,6 * 1,02 = 1,63 \text{ квар}$
ЛВК	$0,5 * 6 = 3 \text{ кВт}$	$3 * 1,02 = 3,06 \text{ квар}$
Компрессорная	$0,7 * 120 = 84 \text{ кВт}$	$84 * 0,75 = 63 \text{ квар}$

Таблица А.3 - Коэффициент максимума цехов

Наименование цеха	K_M
Механическая мастерская	1,22
Цех ремонта баллонов	1,3
Цех наполнения баллонов	1,23
Склад	3,25
Котельная	1,1
Бытовые помещения	1,87
ЛВК	1,4
Компрессорная	1,13

Приложение Б

Таблица Б.1 – Размер и площадь цехов

Наименование цеха	Габариты д/ш/в, м	Площадь, м ²
Механическая мастерская	37/13/8	481
Цех ремонта баллонов	37/13/8	481
Цех наполнения баллонов	27/13/8	351
Склад	41/17/8	697
Котельная	18/18/5	324
Бытовые помещения	14/8/3	112
ЛВК	14/8/3	112
Компрессорная	23/18/6	414

Таблица Б.2 – Определение коэффициентов использования

Светильники	Потолочные						Подвесные							
	70		50		30	70		50		30				
$\rho_{\text{в}}$ %	70		50		30	70		50		30				
$\rho_{\text{о}}$ %	50	30	50	30	10	50	30	50	30	10				
$\rho_{\text{г}}$ %	30	10	30	10	10	30	10	30	10	10				
i	Коэффициент использования, %													
0,5	26	25	20	19	17	13	6	19	18	15	14	11	9	4
0,6	30	28	24	23	20	16	8	24	22	18	18	14	11	5
0,7	34	32	28	27	22	19	10	27	26	22	21	16	13	6
0,8	38	36	31	30	24	21	11	31	29	25	25	18	16	7
0,9	40	38	34	33	26	23	12	34	32	28	28	20	18	8
1,0	43	41	37	35	28	25	13	37	35	32	30	22	20	9
1,1	46	43	39	37	30	26	14	40	37	34	33	24	21	11
1,25	48	46	42	40	32	28	15	43	41	38	36	26	24	12
1,5	54	49	47	44	34	31	17	48	44	42	40	29	26	14
1,75	57	52	51	47	36	33	18	52	48	46	43	31	29	15
2,0	60	54	54	50	38	35	19	55	50	50	46	33	31	16
2,25	62	56	57	52	39	37	20	58	52	53	49	35	33	17
2,5	64	58	59	54	40	38	21	60	54	55	51	36	34	18
3,0	68	60	63	57	42	40	22	64	57	59	54	39	36	20

Таблица Б.3 – Расчёт мощностей освещения

Наименование цеха	$P_{осв}$	$Q_{осв}$
Механическая мастерская	$9 * 1 * 0,7 = 6,3$ кВт	$6,3 * 0,62 = 3,91$ квар
Цех ремонта баллонов	$13 * 1 * 0,7 = 9,1$ кВт	$9,1 * 0,62 = 5,64$ квар
Цех нап. баллонов	$7 * 1 * 0,7 = 4,9$ кВт	$4,9 * 0,62 = 3,04$ квар
Склад	$10 * 1 * 0,7 = 7$ кВт	$7 * 0,62 = 4,34$ квар
Котельная	$3 * 1 * 0,7 = 2,1$ кВт	$2,1 * 0,62 = 1,3$ квар
Бытовые помещения	$22 * 1 * 0,04 = 0,88$ кВт	$0,88 * 0,48 = 0,43$ квар
ЛВК	$22 * 1 * 0,04 = 0,88$ кВт	$0,88 * 0,48 = 0,43$ квар
Компрессорная	$8 * 1 * 0,7 = 5,6$ кВт	$5,6 * 0,62 = 3,47$ квар

Таблица Б.4 – Расчёт тока

Наименование цеха	I_p
Механическая мастерская	$\frac{281,70}{\sqrt{3} * 0,4} = 406,5$ А
Цех ремонта баллонов	$\frac{247,13}{\sqrt{3} * 0,4} = 356,6$ А
Цех наполнения баллонов	$\frac{165,72}{\sqrt{3} * 0,4} = 239,1$ А
Склад	$\frac{28,11}{\sqrt{3} * 0,4} = 40,5$ А
Котельная	$\frac{340,82}{\sqrt{3} * 0,4} = 491,8$ А
Бытовые помещения	$\frac{4,39}{\sqrt{3} * 0,4} = 6,4$ А
ЛВК	$\frac{6,16}{\sqrt{3} * 0,4} = 8,9$ А
Компрессорная	$\frac{124,10}{\sqrt{3} * 0,4} = 179$ А

Приложение В

Таблица В.1 - Выбор трансформатора по плотности нагрузки

Плотность электрической нагрузки цеха, кВА/м ²	< 0.05	0.05-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	> 0.3
Экономически целесообразная мощность одного трансформатора цеховой подстанции, кВА	400	630	1000	1600	1600 или 2500

Приложение Г

Таблица Г.1 – Выбор оборудования ОРУ 35 кВ

Наименование и тип аппарата	Условие выбора	Расчётные данные	Технические параметры	Проверка условия
Выключатель элегазовый ВГБЭ-35-630/12,5 УХЛ1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35=35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 41,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$41,3 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 9,34 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 12,5 \text{ кА}$	$9,34 < 12,5 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 13,87 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 63 \text{ кА}$	$15,205 < 63 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 9,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 470 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$262 < 470 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединители РНД31-35-630-УХЛ1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35=35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 42 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$42 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 9,34 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 25 \text{ кА}$	$9,34 < 25 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 13,87 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 63 \text{ кА}$	$15,205 < 63 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 9,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,34 < 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока ТВТ35-Ш-200/5	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35=35 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 42 \text{ А}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$42 < 75 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 13,87 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 25 \text{ кА}$	$15,205 < 25 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 9,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 470 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$262 < 470 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор напряжения НОМ-35-66-УХЛ1	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$35=35 \text{ кВ}$

Таблица Г.2 – Выбор оборудования ЗРУ 10 кВ

Наименование и тип аппарата	Условие выбора	Расчётные данные	Технические параметры	Проверка условия
1	2	3	4	5
Вводной выключатель ВВУ-СЭЦ-П5 10-20/630	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 101,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$101,2 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$32,04 < 50 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = 2 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = 17 \text{ кА}$	$2 < 17 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$	$B_k = 9,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатель секционный ВВУ-СЭЦ-П5 10-20/630	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 50,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$101,2 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$32,04 < 50 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = 2 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = 17 \text{ кА}$	$2 < 17 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$	$B_k = 9,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Выключатель отходящих линий к СД ВВУ-СЭЦ-П5 10-20/630	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$101,2 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$32,04 < 50 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = 2 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = 17 \text{ кА}$	$2 < 17 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_t$	$B_k = 9,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_t = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

1	2	3	4	5
Выключатель отходящих линий к КТП ВВУ-СЭЩ-П5 10-20/630	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,93 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$101,2 < 630 \text{ А}$
	$I_{по} \leq I_{пр.с}$	$I_{по} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 50 \text{ кА}$	$32,04 < 50 \text{ кА}$
	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$1,8 < 20 \text{ кА}$
	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a} = 2 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = 17 \text{ кА}$	$2 < 17 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 9,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	
Трансформатор тока вводной ячейки ТОЛ- СЭЩ-10-У3 150/5	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 101,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$	$101,2 < 150 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{дин} = 37,5 \text{ кА}$	$4,1 < 37,5 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 9,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока секционный ТОЛ-СЭЩ-10- У3 75/5	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 50,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$50,6 < 75 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 4,1 \text{ кА}$	$i_{дин} = 37,5 \text{ кА}$	$4,1 < 37,5 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 9,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока отходящих линий к СД ТОЛ-СЭЩ-10- У3 100/5	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$80,3 < 100 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 32,04 \text{ кА}$	$i_{дин} = 37,5 \text{ кА}$	$4,1 < 37,5 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 38,304 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформатор тока отходящих линий к КТП ТОЛ-СЭЩ-10- У3 100/5	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,93 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$80,93 < 100 \text{ А}$
	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 24,483 \text{ кА}$	$i_{дин} = 37,5 \text{ кА}$	$4,1 < 37,5 \text{ кА}$
	$B_k \leq I_{пр.т}^2 \cdot t_T$	$B_k = 32,195 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{пр.т}^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$9,7 < 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Предохранитель для защиты КТП ПКТ 103-10- 100-12,5 У3	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$10=10 \text{ кВ}$
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 80,83 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$80,83 < 100 \text{ А}$
	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$1,8 < 25 \text{ кА}$

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5
Предохранитель для защиты ТН ПКН 001-10У3	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	10=10 кВ
Предохранитель для защиты ТСН ПКТ 101-3-2-31,5 У3	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	10=10 кВ
	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 1,45 \text{ А}$	$I_{ном} = 2 \text{ А}$	3,233<8 А
	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{пт} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	1,8<31,5 кА
Трансформатор напряжения НАМИ-10-У3	$U_{с.ном} \leq U_{ном}$	$U_{с.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	10 = 10 кВ

Таблица Г.3 - Выбор кабеля

№ линии	Кабель в цепи		Сечение кабеля, мм ²	I _{д.д} , А	Марка кабеля
	откуда	куда			
1	ГПП	КТП	35	147	АПвПу 3х35/6,2-10
2	ГПП	СД	70	210	АПвПу 3х70/16-10

Таблица Г.4 - Характеристики кабелей

Количество, шт.	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Способ прокладки
2	0,84	0,095	В траншее
2	0,429	0,086	В траншее