

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция подстанции 6/0,4 кВ цеха АО «ОДК-ГТ»

Студент

А.С. Варяница

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.И. Платов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Аннотация

В данной работе предлагаю рассмотреть реконструкцию двух трансформаторной подстанции ТП 2х630 кВА, расположенной на территории завода АО "ОДК-ГТ". Для повышения качества выпускаемой продукции, конкурентоспособности, эффективного использования ресурсов, АО "ОДК-ГТ" проводит работы по модернизации предприятия и вводит в работу новое современное оборудование, в том числе для обработки различных материалов и изделий. Проведение данной работы приводит к дефициту электрической мощности в цехах. Поэтому в связи с увеличением нагрузки, а именно подключением нового энергоемкого оборудования линии Rosler в здании 73 АО "ОДК-ГТ", возникла необходимость заменить установленные силовые трансформаторы на более мощные, каждый 1000 кВА, а также произвести замену шкафов РУ-0,4 кВ второго ряда и установить новые компенсирующие устройства на ТП.

Текстовая часть данной бакалаврской работы на тему "Реконструкция подстанции ТП 2х630 АО «ОДК-ГТ»" составляет 61 страницу. Графический материал на листах формата А1 в количестве 6 чертежей.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Расчет электрических нагрузок	7
2 Выбор питающих трансформаторов	9
3 Компенсирующие устройства ТП	13
3.1 Расчет и выбор компенсирующих устройств.....	13
3.2 Определение мест подключения КУ	18
4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения предприятия	20
5 Расчет и выбор проводников и шинпроводов ТП 2х1000	22
6 Расчет токов короткого замыкания	28
6.1 Расчет параметров схемы замещения (прямая последовательность).....	32
6.2 Расчет токов короткого замыкания для точки K_1	33
6.3 Расчет токов короткого замыкания для точки K_2	34
6.4 Расчет токов дугового короткого замыкания для точек K_1 и K_2	35
6.5 Расчет ударного тока короткого замыкания для точек K_1 и K_2	36
7 Выбор электрооборудования системы электроснабжения	
ТП 2х1000 здания 73 АО «ОДК-ГТ».....	38
7.1 Выбор аппаратов панели ввода 1(ввода 2) НН и СВ.....	
ЩО-70 ЧМ УЗ (панель № 5, 6, 7)	38
7.1.1 Выбор выключателя 0,4 кВ	38
7.1.2 Выбор разъединителей	41
7.1.3 Выбор трансформатора тока	42
7.1.4 Выбор трансформатора напряжения.....	45
7.1.5 Выбор ограничителя перенапряжения 0,4 кВ	46
7.2 Выбор аппаратов панели линейной ЩО-70 ЧМ УЗ	
(панель № 8, 9, 10, 11, 12, 13).....	46
7.2.1 Выбор разъединителей	46
7.2.2 Выбор трансформатора тока	48
8 Релейная защита	53
8.1 Расчет максимальной токовой защиты трансформаторов.....	54

8.2 Расчет максимальной токовой защиты секционного выключателя	57
Заключение	58
Список используемых источников.....	59

ВВЕДЕНИЕ

Акционерное общество «ОДК - Газовые турбины» лидер российского рынка производителей высококачественного и эффективного оборудования для топливно-энергетического комплекса. Предприятие является одной из компаний АО «Объединённая Двигательная Корпорация», производит энергетические и газоперекачивающие агрегаты и успешно сотрудничает с двигателестроительными предприятиями Корпорации.

Современное оборудование на АО «ОДК-ГТ» позволяет обеспечить полный производственный цикл. Компания заботится о постоянном повышении своей конкурентоспособности за счет снижения издержек, эффективного использования ресурсов, модернизации производства, введения в эксплуатацию нового оборудования для обработки различных материалов и изделий.

АО «ОДК-ГТ» запитана от подстанции ПС «Волжская» двумя линиями ВЛ 35 кВ «Волжская 1» и ВЛ 35 кВ «Волжская 2». На территории завода расположены две понизительные подстанции ГПП-1 и ГПП-2 с трансформаторами ТДНС-10000/35/6. Внедрение нового энергоёмкого оборудования приводит к дефициту электрической мощности в цехах и необходимости реконструкции подстанций. Поэтому в связи с перевооружением корпуса 920 АО «ОДК-ГТ» и соответственно подключением энергопотребителей (нового оборудования Rosler) к существующей подстанции ТП-2х630, требуется замена трансформаторов мощностью 630 кВА на трансформаторы 1000 кВА и замена оборудования РУ-0,4 кВ.

Категория надежности электроснабжения подстанции КТП -II-я.

Электроприёмники второй категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приведёт к недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей [1].

Электроприёмники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания [1].

Для электроприёмников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады [1].

На основании технических условий цеха 920 АО «ОДК-ГТ» предлагается:

1. Выполнить демонтаж конденсаторных установок и ограждения подстанции ТП-2х630 здания 73.
2. Выполнить замену силовых трансформаторов мощностью 2х630 кВА на трансформаторы 2х1000 кВА сухого исполнения с ошиновкой для присоединения к РУ-6 кВ и РУ-0,4 кВ.
3. Заменить шкафы ввода НН и секционный на шкафы ЩО70 с выключателями $I_n=2000$ А.
4. Установить новое РУ-0,4 кВ на расстоянии 2-2,5 м от существующего РУ-0,4 кВ.
5. Соединить новое и старое РУ-0,4 кВ шинным мостом $I=2000$ А.
6. При реконструкции подстанции необходимо восстановить заземляющее устройство и выполнить его соединение с заземляющим устройством корпуса.

На основании вышеуказанного, отмучу, что возникла необходимость реконструкции существующей подстанции ТП-2х630 здания 73 АО "ОДК-ГТ" в связи с увеличением нагрузки, а именно подключением нового энергоёмкого оборудования линии Rosler. Для этого необходимо заменить установленные силовые трансформаторы на более мощные, каждый 1000 кВА, а также произвести замену шкафов РУ-0,4 кВ второго ряда и установить новые компенсирующие устройства на ТП.

1 Расчет электрических нагрузок

Определим максимальные (P_M , Q_M , S_M) расчетные нагрузки реконструируемой КТП 2х630 кВА здания 73 [3].

Распределение активных нагрузок РУ-0,4 кВ по секциям внесем в таблицу 1.

Таблица 1 – Распределение нагрузок РУ-0,4 кВ КТП здания 73

Секция 1	Нагрузка, к Вт		Секция 2
Панель 3:			Панель 1:
ШР 7, 7А, 6, 6А	30,1	3,0	Освещение бытовых ЩО
ШР 26 НАМЕРLY	32	2,5	Дежурное освещение
ШР 1, 15	22,7	21,5	ШР-10, 10А, 11
Пресс 800 т	11		Панель 2:
Панель 4:		20,5	ШР 23
Мак-кий	22	18	ШР 13, 12
Убежище	7,5	18,5	ШР 2, 1А
ШР лазер 2	38	38	Лазер Бистрон 1
Панель 11:			Панель 8:
ШР 14, 15, 16	35	221 кВт	Линия Rosler
ШР 8, 9	28,2		Панель 9:
ЩО-4 освещение 4-й пролет	7,2	17,2	ШР 21
Здание 108	29,5		Панель 10
Панель 12:		19,1	Здание 108
Плазменная установка	45	21,7	ЩО1: 1-й пролет; освещение 2-3 пролет

Продолжение таблицы 1

ШР 4	21,5	32	Гидроабразивная резка (ГАР)
ШР 5	30,5	15,5	ШР 17
Панель 13:			
ШР 18, 18А, 18Б	22,3		
Итого:	382,5	448,5	
$P_M=831$ кВт			

Рассчитаем максимальную реактивную нагрузку по формуле:

$$Q_M = P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi = 831 \cdot 0,73 = 607 \text{ кВА}, \quad (1)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Максимальная полная нагрузка определяем из выражения:

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{831^2 + 607^2} = 1029 \text{ кВА}, \quad (2)$$

где P_M – активная нагрузка максимальная, кВт;

Q_M – реактивная нагрузка максимальная, кВар.

2 Выбор питающих трансформаторов

Так как потребители ТП здания 73 АО «ОДК-ГТ» относятся ко второй категории надежности, выбираются два трансформатора.

Определим мощность каждого силового трансформатора без компенсации реактивной мощности, используя приближенное выражение:

$$S_{номт} \approx 0,7 \cdot S_m = 0,7 \cdot 1029 = 720,3 \text{ кВА.} \quad (3)$$

В дальнейшем будем рассматривать выбранный для проектируемой подстанции здания 73 трансформатор ТСЛЗ-1000/6/0,4.

Выбираем трансформатор силовой сухой с литой изоляцией ТСЛЗ-1000/6/0,4 с естественным воздушным охлаждением.

Трансформатор предназначен для установки при внутренней установке в следующих условиях [12]:

- окружающая среда в электрическом помещении не взрывоопасная, отсутствует пыль токопроводящая, концентрация агрессивных газов и паров, способная разрушить металлы и изоляцию;
- высота установки над уровнем моря не превышает 1000 м;
- номинальные значения климатических факторов – УЗ по ГОСТ15150-69 и ГОСТ15543.1-89 при этом нижнее рабочее значение температуры воздуха при эксплуатации не менее минус 25°C.

Трансформатор состоит из следующих узлов [12]:

- трансформатор;
- защитный кожух с двумя дверцами с каждой стороны (дверцы трансформатора снабжены замками и запирающимся ключом);
- шинные выводы ВН и НН.

Таблица 2 – Характеристики трансформатора ТСЛЗ-1000/6/0,4

Мощность, кВА	1000 кВА	$S_{\text{ном т}}$
Напряжение первичной обмотки ВН, кВ	6кВ	$U_{\text{вн}}$
Напряжение вторичной обмотки НН, кВ	0,4 кВ	$U_{\text{нн}}$
Номинальная частота, Гц	50Гц	
Потери холостого хода, кВт	2,0	$P_{\text{хх}}$
Потери короткого замыкания, кВт	9,2	$P_{\text{кз}}$
Ток холостого хода, %	1000 кВА	$S_{\text{ном т}}$
Напряжение короткого замыкания, %	6кВ	$U_{\text{вн}}$
Ток холостого хода, %	1,2 %	$I_{\text{хх}\%}$
Напряжение короткого замыкания, %	6,0	$U_{\text{кз}}$
Схема и группа соединения обмоток	Д/Ун-11	
Степень защиты IP	IP41	
Габариты, ДхШхВ мм	1980×1014×2026	
Полная масса, кг	2940	

Опросной лист для заказа сухого трансформатора представлен на рисунке 1.

Опросной лист для заказа сухого трансформатора

1. Условное обозначение трансформатора:

ТСЗ(ТС)	ТС(З)ГЛ	ТС(З)Н	Другое
			ТСЛ(З)-1000/6/0,4

2. Номинальная мощность (кВА):

25	40	63	100	160	250	400	630	1000	1250	1600	2500	Другое
								v				

3. ВН (кВ):

6	10	Другое
v		

4. НН (кВ):

0,4	0,23	Другое
v		

5. Схема и группа соединений трансформатора:

Y/Yн-0	Δ/Yн-11	Другое
	v	

6. Регулирование напряжения ПБВ:

±2x2,5%	Другое %
v	

6. Регулирование напряжения ПБВ:

±2x2,5%	Другое %
v	

7. Напряжение короткого замыкания: Укл, %

4	6	8	Другое

8. Частота, Гц 50Гц

9. Тип материала обмоток:

Медь	Алюминий
v	

10. Тип изоляции обмоток:

Литая	Открытая		Другая
F	НОМЕХ-Н	Стекловолокну-F	

11. Климатическое исполнение:

УЗ	ХЛЗ	УХЛЗ	Другое
v			

12. Охлаждение: AN AF

13. Наличие защитного кожуха и степень защиты

Нет	v Да
-----	------

трансформатора:

14. Исполнение трансформатора по расположению выводов (только для трансформаторов в кожухе):

IP00	IP21	IP31	Другое
	v		

ВН

Снизу кабелем	Слева шиной	Справа шиной	Сверху изолятором	Сверху кабелем
v				

НН

Снизу кабелем	Слева шиной	Справа шиной	Сверху изолятором	Сверху кабелем
	v	v		

15. Дополнительное оборудование к трансформатору:

- виброгасящие подушки

Да	Нет

- устройства тепловой защиты

Нет	Да				
v	MSF-200 K	MSF-200 F	MSF-200 V	TP-100	Другое

16. Габариты max допустимые:

L	B	H
2225	1145	2130

17. Количество трансформаторов - 2 шт.

Рисунок 1 – Опросной лист для заказа силового трансформатора

3 Компенсирующие устройства ТП

3.1 Расчет и выбор компенсирующих устройств

Для определения типа компенсирующих устройств (КУ) должны быть известны следующие величины [2]:

- расчетная реактивная мощность;
- марка компенсирующего устройства;
- напряжение КУ.

Таблица 3 – исходные данные

Параметры	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_m , кВт	Q_m , кВар	S_m , кВА
Значение величины на НН без учета КУ	0,8	0,73	831	607	1029

Расчетную реактивную мощность КУ определяем по формуле:

$$Q_{к.р.} = \alpha \cdot P_m \cdot (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_k) = 0,9 \cdot 831 \cdot (0,73 - 0,33) = 299,2 \text{ кВар}, \quad (4)$$

где $Q_{к.р.}$ – расчетная мощность компенсирующего устройства, кВар;

α – коэффициент, который учитывает повышение $\cos\varphi$ естественным путем, принимаем $\alpha=0,9$;

$\operatorname{tg}\varphi$, $\operatorname{tg}\varphi_k$ – коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации.

По опыту эксплуатации расчет компенсации реактивной мощности производят до достижения величины $\cos\varphi_k=0,92\dots0,95$. Задавшись $\cos\varphi_k$ из этого промежутка, определяем $\operatorname{tg}\varphi_k$.

Принимаем $\cos\varphi_k=0,95$, тогда $\operatorname{tg}\varphi_k=0,33$.

Выбираем две конденсаторные установки КРМ-0,4-150-7,5-(12,5)У2 [8], ступенчатое регулирование которых равно величине 12,5 квар, устанавливаются по одной КУ на каждой секции РУ-0,4 кВ второго ряда.

Установка напольного исполнения типа КРМ-0,4 имеет возможность функционировать в режимах автоматического регулирования. При этом режиме производится автоматическое подключение и отключение ступеней регулирования, а также обеспечивается более высокий коэффициент мощности [8].

Данная конденсаторная установка может работать в режиме ручного регулирования. При этом режиме выполняет подключение и отключение ступеней регулирования оператор, и это позволяет устанавливать необходимые коэффициенты мощности [8].

В состав комплектации конденсаторной установки типа КРМ-0,4 включают следующие [13]:

- батареи конденсаторные, которые соединены по схеме «треугольник» с резисторами разрядными;
- пускатели с дополнительной контактной группой для конденсаторов, которые обеспечивают заряд конденсаторов предварительный;
- предохранители;
- автоматические выключатели;
- регуляторы коэффициента мощности (контроллеры);
- многофункциональные измерительные контроллеры.

Опросной лист для заказа конденсаторной установки с автоматическим ступенчатым регулированием реактивной мощности напольного исполнения представлен на рисунке 2.

ОПРОСНОЙ ЛИСТ

для заказа конденсаторной установки с автоматическим ступенчатым регулированием реактивной мощности напольного исполнения КРМ-0,4

№ п\п	Параметр	Варианты	Ответ
1	Тип	КРМ-0.4-150-7.5-(12.5)У2	Да
2	Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 (степень защиты IP)	- внутреннее – У3 (IP21) - наружное – У1 (IP44) - контейнерное – К (IP54) в исполнении УХЛ1	Внутреннее У3 (IP21)
3	Номинальное напряжение, кВ	0,4	0,4
4	Номинальная мощность, кВар	от 40 до 1600	2x150=300кВар
5	Мощность минимальной ступени регулирования, кВар	от 5 до 240 1. Мощность минимальной ступени регулирования должна быть кратна номинальной мощности. 2. Мощность минимальной ступени регулирования рекомендуется выбирать в диапазоне от 12% до 17% номинальной мощности.	12,5 кВар
6	Ввод кабеля	- снизу или сверху для исполнения У3; - снизу для исполнения У1; - сбоку для исполнения К (УХЛ1).	Снизу для исполнения У3
7	Дополнительные требования заказчика	Две штуки по 150 кВар; Ступени регулирования 12x12,5 кВар.	

Изготавливаются в металлических шкафах, устанавливаются на горизонтальные полы. Комплектуются разъединителем, регулятором реактивной мощности, амперметром, конденсаторными блоками с компенсаторными элементами "сухого" типа из металлизированной пленки, электромагнитными контакторами с контактами опережающего включения, автоматическими выключателями для защиты конденсаторных блоков.

По требованию заказчика могут быть изготовлены установки с другими параметрами.

Рисунок 2 – Опросной лист для заказа конденсаторной установки

После выбора стандартного КУ определяем фактическое значение $\operatorname{tg}\varphi_\phi$ и $\cos\varphi_\phi$ после компенсации реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}\varphi_\phi = \operatorname{tg}\varphi - \frac{Q_{\text{к.ст.}}}{\alpha \cdot P_m} = 0,73 - \frac{2 \cdot 150}{0,9 \cdot 831} = 0,33, \quad (5)$$

где $Q_{\text{к.ст.}}$ – стандартная величина мощности применяемого КУ, квар.

По $\operatorname{tg}\varphi$ определяем $\cos\varphi_\phi$:

$$\cos\varphi_\phi = \cos(\operatorname{arctg}\varphi_\phi) = 0,95. \quad (6)$$

Определяем расчетную мощность трансформатора с учетом потерь:

$$S_p = 0,7 \cdot S_{BH} = 0,7 \cdot 1029 = 720,3 \text{ кВА}; \quad (7)$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_{HH} = 0,02 \cdot 886 = 17,7 \text{ кВт}; \quad (8)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_{HH} = 0,1 \cdot 886 = 88,6 \text{ квар}; \quad (9)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{17,7^2 + 88,6^2} = 90,4 \text{ кВА}. \quad (10)$$

Результаты расчетов заносим в «Сводную ведомость нагрузок» (таблица 4).

На основании расчета выбираем трансформатор ТСЛЗ-1000/6/0,4.

Определяем коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{HH}}{2 \cdot S_T} = \frac{886}{2 \cdot 1000} = 0,44. \quad (11)$$

Таблица 4 – Сводная ведомость нагрузок

Параметры	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_M , кВт	Q_M , кВар	S_M , кВА
Значение величины на НН без учета КУ	0,8	0,73	831	607	1029
Компенсирующее устройство				2x150	
Значение величины на НН с учетом КУ	0,95	0,33	831	307	886
Потери			17,7	88,6	90,4
Значение величины ВН с учетом КУ			848,7	395,6	976,4

3.2 Определение мест подключения КУ

На рисунке 3 представлена расчетная схема с указанием мест подключения КУ.

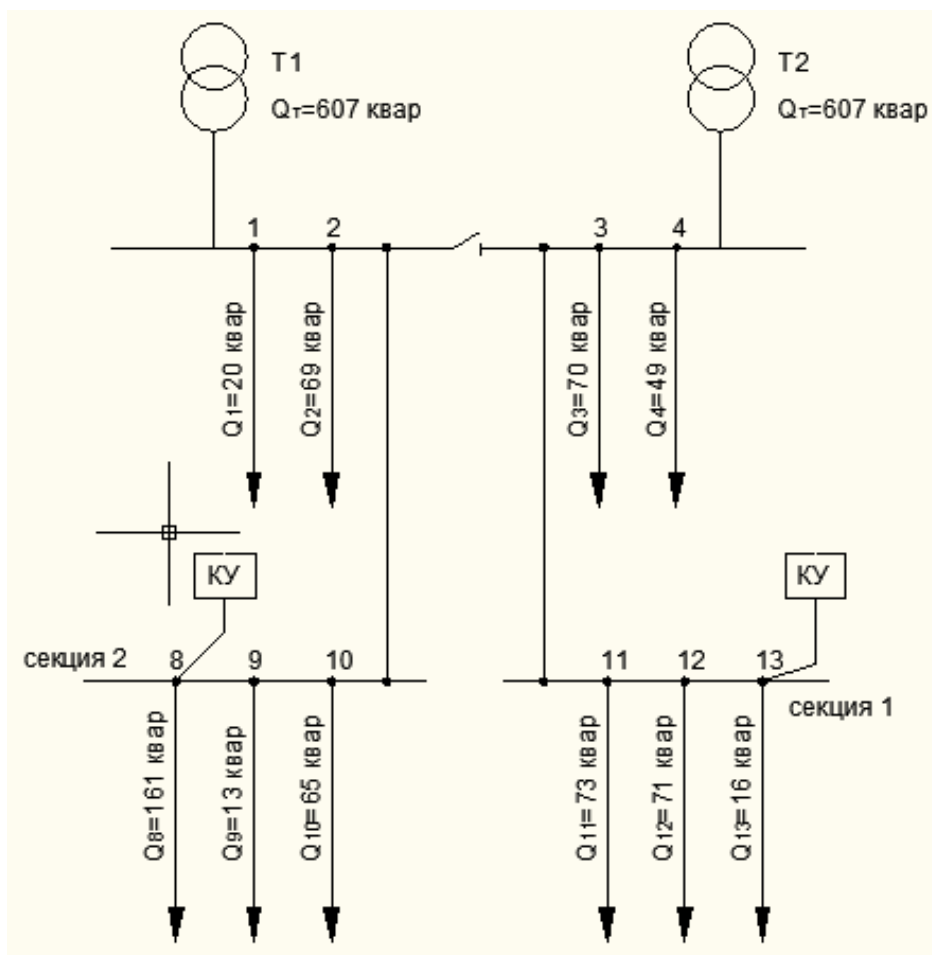


Рисунок 3 – Расчетная схема

Необходимо определить места размещения проектируемых КУ.

На секции 1 устанавливаем одно КУ, мощность которого составляет 150 квар.

Произведем проверку и определим как выполняются требования в местах присоединения нагрузок [2]:

$$Q'_1 \geq \frac{Q_{к(с1)}}{2} \geq Q'_2; \quad (12)$$

точка № 11: $160 \geq 75 \leq 78$ – требование не выполняется;

точка № 12: $87 \geq 75 \geq 16$ – требование выполняется;

точка № 13: $16 \geq 75 \geq 0$ – требование выполняется.

Таким образом, на секции 1 КУ, имеющую мощность 150 квар, можем присоединить к точке № 12 или № 13.

КУ 1 подключаем к точке № 13.

На секции 2 устанавливаем также одно КУ, мощность которого составляет 150 квар.

Произведем проверку и определим как выполняются требования в местах присоединения нагрузок [2]:

$$Q'_3 \geq \frac{Q_{K(c2)}}{2} \geq Q'_4; \quad (13)$$

Точка № 8: $167 \geq 75 \geq 0$ – требование выполняется;

Точка № 9: $154 \geq 75 \leq 161$ – требование не выполняется;

точка № 10: $89 \geq 75 \leq 174$ – требование не выполняется.

Следовательно, на секции 2 КУ мощностью 150 квар можно подключить к точке 8.

КУ 2 подключаем к точке 8.

4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения предприятия

Основные решения по схемам внутрицехового электроснабжения предприятия выбираются с целью гарантирования надежности, планов по дальнейшему развитию, выполнения ремонтных работ и организации безопасной эксплуатации.

Один из вопросов, решаемых при проектировании внутрицеховых сетей электроснабжения, – выбор между магистральной и радиальной схемами распределения энергии.

Радиальные схемы характеризуются тем, что от распределительного шкафа трансформаторной подстанции ТП, отходят линии, питающие основные электроприемники или группы распределительных пунктов, в свою очередь от которых идут отдельные линии электропередачи, питающие мелкие электроприемники [19].

Радиальные сети выполняются изолированными кабелями и проводами.

Данные радиальные схемы позволяют обеспечить высокий уровень надежности питания, но требуют больших затрат на установку распределительных шкафов, монтаж кабелей и проводов [19].

Магистральные схемы в основном применяются, если нагрузка распределяется равномерно по площади цеха. При магистральной схеме электроснабжения линия (магистраль) питает некоторое количество пунктов распределительных либо электроприемников, которые присоединены к ней в разных ее точках [19].

Современные цеховые магистральные схемы выполняются комплектными шинопроводами (магистральными и распределительными).

Наиболее совершенной из описанных выше схем является схема блока «трансформатор - магистраль», так в этом случае не требуется установки распределительного щита на трансформаторной подстанции.

Схема магистрального питания имеет более низкую надежность электроснабжения по сравнению с радиальными схемами, т.к. при повреждении

магистралаи все ее потребители теряют питание. Однако, стоит отметить, что у современных комплектных магистральных шинопроводов надежность электроснабжения очень высока. Кроме того, для повышения надежности электроснабжения монтируют перемычки между магистралями отдельных подстанций.

Цена реализации сетей магистральных гораздо меньше цены радиальных, так как при монтаже радиальных сетей используется меньшее количество устанавливаемой аппаратуры, а также меньше стоимость монтажа питающих линий.

Магистральные схемы по сравнению с радиальными являются более гибкими – при перемещении технологического оборудования не требуется выполнять демонтаж сети.

Учитывая основные особенности радиальных и магистральных сетей, как правило, применяют смешенные схемы цеховых электрических сетей в зависимости от особенностей производства, условий окружающей среды и т.д.

Цеховое распределение в здание 73 АО «ОДК-ГТ» осуществляем магистралями, которые питают ряд распределительных пунктов, от последних же к электроприемникам отходят радиальные линии.

5 Расчет и выбор проводников и шинпроводов ТП-2х1000

1. Проведем расчет и определим, подходит сечение или нет существующей кабельной линии марки АСБУ-6-3х120 для питания трансформатора ТСЛЗ-1000/6/0,4.

Сечение данной кабельной линии 6 кВ выбираем по нагреву расчетным током для режимов, когда в работе один и два трансформатора ТП 2х1000.

Определяем расчетный ток для режима, когда в работе оба трансформатора ТП:

$$I_{p1} = \frac{S_{расч.} / 2}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1029 / 2}{\sqrt{3} \cdot 6} = 49,5 \text{ А.} \quad (14)$$

Определяем расчетный ток для режима, когда в работе один трансформатор ТП:

$$I_{p2} = \frac{S_{расч.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1029}{\sqrt{3} \cdot 6} = 99,02 \text{ А.} \quad (15)$$

Рассчитаем экономическое сечение кабельной линии 6 кВ:

$$S_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{99,02}{1,2} = 82,5 \text{ мм}^2, \quad (16)$$

где $j_{эк}$ – нормированная величина экономической плотности тока, А/мм².

Данное значение выбираем по таблице 5 (ПУЭ таблица 1.3.36 [1]).

Таблица 5 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляция с жилами:			
медные	3,0	2,5	2,0
алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляция с жилами:			
медные	3,5	3,1	2,7
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Из расчетов видно, что сечение существующей кабельной линии марки АСБУ-6-3х120 удовлетворяет расчетам.

Находим длительно допустимый ток для кабеля сечением 3х120 $I_{дл.д} = 200$ А по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.7 [1] и расчетное значение тока кабеля 6 кВ не должно превышать данное значение допустимого тока:

$$I_p = 99,02 \text{ А} \leq I_{дл. доп.} = 200 \text{ А.} \quad (17)$$

Проверяем выбранное сечение кабеля на потерю напряжения, которая не должна превышать 5% :

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot 100}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \% \quad (18)$$

где I_p – расчетный ток кабеля, А;

l – длина кабеля, км;

U_n – номинальное напряжение сети, В;

r_0, x_0 – активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км.

Таблица 6 – Активные и реактивные сопротивления кабелей до 10 кВ

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление при 20 ⁰ С, Ом/км, жилы		Реактивное сопротивление, Ом/км, кабеля напряжением, кВ		
	алюминиевой	медной	1	6	10
1	–	18,5	–	–	–
1,5	–	12,3	–	–	–
2,5	12,5	7,4	0,104	–	–
4	7,81	4,13	0,095	–	–
6	5,21	3,09	0,09	–	–
10	3,12	1,84	0,073	0,11	0,122
16	1,95	1,16	0,068	0,102	0,113
25	1,25	0,74	0,066	0,091	0,099
35	0,894	0,53	0,064	0,087	0,095
50	0,625	0,37	0,063	0,083	0,09
70	0,447	0,265	0,061	0,08	0,086
95	0,329	0,195	0,06	0,078	0,083
120	0,261	0,154	0,06	0,076	0,081
150	0,208	0,124	0,059	0,074	0,079
185	0,169	0,1	0,059	0,073	0,077
240	0,130	0,077	0,058	0,071	0,075

$$\cos \varphi = \sqrt{\frac{1}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}} = \sqrt{\frac{1}{1 + 0,73^2}} = 0,81; \quad (19)$$

$$\cos \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} = \sqrt{1 - 0,81^2} = 0,59; \quad (20)$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 99,01 \cdot 0,01 \cdot 100}{6000} \cdot (0,261 \cdot 0,81 + 0,076 \cdot 0,59) = 0,007\% \leq 5\%. \quad (21)$$

Соответственно, существующий кабель сечением 3x120 мм² подходит по потере напряжения.

- От трансформатора ТСЛЗ-1000/6/0,4 до шкафа вводного НН устанавливается шинопровод. Определяем марку и сечение шинопровода. Определим расчетный ток шинопровода 0,4 кВ:

$$I_p = \frac{S_{расч.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1029 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1490 \text{ А}. \quad (22)$$

Выбираем алюминиевый шинопровод марки АТ и сечением 100x10.

Находим длительно допустимый ток для шинопровода АТ-100x10 $I_{дл.д} = 1820 \text{ А}$ по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.31 [1] и расчетное значение тока шинопровода 0,4 кВ не должно превышать данное значение допустимого тока:

$$I_p = 1490 \text{ А} \leq I_{дл. доп.} = 1820 \text{ А}. \quad (23)$$

Проверяем выбранное сечение шинопровода на потерю напряжения, которая не должна превышать 5% :

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot 100}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad \%; \quad (24)$$

$$\Delta U_1 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1490 \cdot 0,0015 \cdot 100}{400} \cdot (0,0355 \cdot 0,81 + 0,09 \cdot 0,59) = 0,08\% \leq 5\%. \quad (25)$$

- Проведем расчет и определим сечение кабельных линий РУ-0,4.

Расчет и выбор сечения кабельных линий 0,4 кВ сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет и выбор кабельных линий РУ-0,4 кВ

Наименование присоединения	Расчетный ток, А	Экономическое сечение кабельной линии 0,4 кВ, мм ²	Марка и сечение кабеля	Допустимый ток кабеля, А	Потеря напряжения, %
Кабельная линия между РУ-0,4 кВ и вторичной сборкой 1 секции РУ-0,4 кВ	$I_{p1} = \frac{P_{н1.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}$ $\frac{326}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,81} = 580,91 A$	$S_{эк1} = \frac{I_{p1}}{j_{эк}}$ $\frac{580,91}{3,1} = 187,39 \text{ мм}^2$	2хВВГнг-LS-4х150	$I_{дл. доп.} = 305 \text{ А}$ 580,91 А ≤ 2х305А	$\Delta U_1 = 0,24\%$ 24% ≤ 5%
Кабельная линия между РУ-0,4 кВ и вторичной сборкой 2 секции РУ-0,4 кВ	$I_{p2} = \frac{P_{н2.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}$ $\frac{219,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,81} = 390,6 A$	$S_{эк2} = \frac{I_{p2}}{j_{эк}}$ $\frac{390,6}{3,1} = 126 \text{ мм}^2$	2хВВГнг-LS-4х150	$I_{дл. доп.} = 305 \text{ А}$ 390,6 А ≤ 2х 305 А.	$\Delta U_2 = 0,09\%$ 0,09% ≤ 5%
Кабельная линия между 1 и 2 секциями вторичной сборкой РУ-0,4 кВ и КУ	$I_p = \frac{Q_{ку.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$ $\frac{150}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 216,5 \text{ А}$	$S_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}$ $= \frac{216,5}{3,1} = 216,5 \text{ мм}^2$	ВВГнг-LS-4х95	$I_{дл.д} = 301 \text{ А}$ 216,5 А ≤ 301 А	$\Delta U = 0,09\%$ 0,09% ≤ 5%

Продолжение таблицы 7

Кабельная линии между 1 и 2 секциями вторичной сборкой РУ-0,4 кВ и «Rosler»	$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta}$ $\frac{221}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,81 \cdot 0,9} =$ $= 437,6 \text{ A}$	$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}$ $\frac{437,6}{3,1} =$ $= 141,2 \text{ мм}^2$	2хВВГнг- LS-5х95	$I_{\text{дл.д}} =$ $= 301 \text{ A}$ $437,6 \text{ A} \leq$ $2 \times 301 \text{ A}$	$\Delta U = 3,97\%$ $3,97\% \leq 5\%$
--	--	--	---------------------	--	--

4. Существующие кабели, которые были присоединены к демонтируемым панелям ЩО 70 второго ряда РУ-0,4 кВ, остаются и подключаются к панелям проектируемой РУ-0,4 кВ второго ряда.

6 Расчет токов короткого замыкания

Главная причина изменения в нормальных режимах функционирования системы электроснабжения – это появление короткого замыкания (КЗ) в электрической сети или частях электрооборудования в связи с дефектами изоляции или неверных действий эксплуатирующего персонала. Для уменьшения ущерба, связанного с поломкой электрического оборудования в период прохождения токов КЗ, и в том числе для быстрого возобновления нормальных режимов работы системы электроснабжения требуется верно рассчитать токи КЗ и на основании полученных данных подобрать электрическое и защитное оборудование, а также средства для ограничения токов КЗ.

Расчетными типами КЗ для определения либо проверки характеристик электрического оборудования как правило принимают трехфазное КЗ. Впрочем, для определения либо проверки параметров срабатывания релейной защиты и автоматики необходимо определить несимметричные токи КЗ.

С учетом основной функции расчета токов КЗ определяют расчетную схему электрической сети, указывают тип КЗ, определяют расположение точек КЗ на имеющейся схеме и на схеме замещения отмечают сопротивления всех элементов.

Определение токов КЗ для сетей с напряжением до 1000 В производят, учитывая ряд отличий от расчетов токов КЗ для сетей с напряжением свыше 1000 В. К особенностям расчетов токов КЗ до 1 кВ относятся следующие:

- учет активных сопротивлений всех компонентов короткозамкнутой цепи (к ним относят, трансформаторы силовые, кабельные линии, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки у автоматических выключателей);

- учет индуктивных сопротивлений всех вышеуказанных параметров данной короткозамкнутой цепи;

- учет активных сопротивлений разных контактных соединений и контактов;
- учет сопротивлений дуги электрической в месте КЗ;
- учет характеристик асинхронных двигателей, в случае, когда суммарный номинальный ток данных двигателей будет превышать 10 % первоначальной величины периодической составляющей токов КЗ, рассчитанных без учета электрических двигателей.

Сети напряжением до 1 кВ, в основном, работают с глухозаземлённой нейтралью силовых трансформаторов. Поэтому в таких сетях возможно образование всех видов КЗ, характерных для сетей напряжением выше 110 кВ. Обычно в качестве расчетных в сетях напряжением до 1 кВ приняты трехфазные, двухфазные и однофазные КЗ.

Кроме того, наиболее частыми видами КЗ являются КЗ дуговые, т.е. вышеуказанные виды КЗ, но с учетом активного сопротивления дуги в месте КЗ.

Необходимо рассчитать токи трехфазного КЗ в сети 0,4 кВ подстанции ТП-2х1000 кВА здания 73 АО «ОДК-ГТ». На рисунке 4 представлена расчетная схема для расчета тока КЗ.

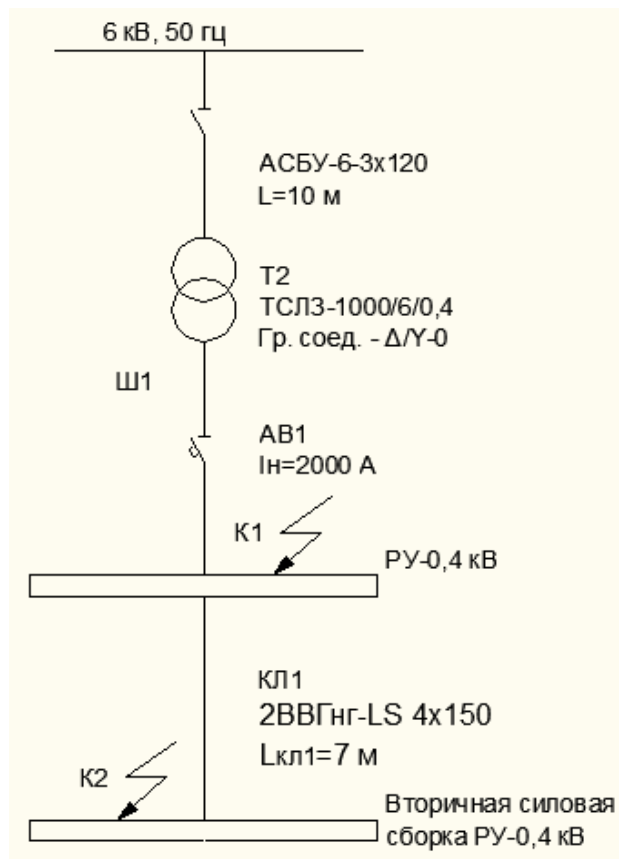


Рисунок 4 – Расчетная схема для расчета тока КЗ

Выполнить расчеты согласно методическим рекомендациям ГОСТа 28249-93 касательно расчетов токов КЗ в сетях с напряжением до 1000 В. Короткие замыкания подстанции ТП 2х1000 рассчитаем в точке К1 на шинах РУ-0,4 кВ и в точке К2 на вторичных силовых сборках РУ-0,4 кВ второго ряда за кабельной линией КЛ1.

Дуговые КЗ рассчитываются с применением снижающих коэффициентов K_C , в связи с этим в формулах по определению суммарного активного сопротивления R_{Σ} не учитывают переходные сопротивления контактов шинопроводов и контактных соединений кабельных линий, данные сопротивления будут учитываться при создании характеристик зависимости коэффициентов K_C от полных суммарных сопротивлений до места КЗ, полученных экспериментальным путем ($K_C = f(Z_{\Sigma})$).

Параметры расчетной схемы КЗ:

система:

$$S_K = 100 \text{ МВА}, U_{\text{НВН}} = 6.3 \text{ кВ};$$

трансформатор Т2:

ТСЛЗ-1000/6,0/0,4; схема соединения обмоток – Δ/Y_0 ,

$$S_H = 1000 \text{ кВА},$$

$$U_{HВН} = 6.3 \text{ кВ}, \quad U_{HНН} = 0,4 \text{ кВ},$$

$$U_K = 6 \%,$$

$$R_T = 2 \text{ мОм},$$

$$X_T = 8.6 \text{ мОм};$$

шинопровод Ш1:

АТ 100х10, длина 0,2 м,

$$R_{IУД} = 0,0355 \text{ мОм/м},$$

$$X_{IУД} = 0,09 \text{ мОм/м};$$

кабельные линии КЛ1:

2ВВГнг-LS 4х150,

$$l = 7 \text{ м},$$

$$R_{УД} = 0,122 \text{ мОм/м},$$

$$X_{УД} = 0,059 \text{ мОм/м};$$

выключатель автоматический АВ1:

тип LSIS-2000AF, $I_H = 2000 \text{ А}$,

$$R_{KB} = 0,14 \text{ мОм},$$

$$X_{KB} = 0,08 \text{ мОм}.$$

6.1 Расчет параметров схемы замещения (прямая последовательность)

Все сопротивления, указанные в расчетной схеме, приведем к $U_{\text{БАЗ}} = 0,4$ кВ.

Система. Сопротивления данной системы ТП 2х1000 будет учитываться индуктивным сопротивлением для схемы замещения:

$$X_{\text{сэ}} = \frac{U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{к}}} \cdot 10^3 = \frac{0,4^2}{100} \cdot 10^3 = 1,6 \text{ мОм}. \quad (26)$$

Трансформатор. Сопротивления обмоток сухого трансформатора ТСЛЗ-1000/6/0,4 активные и индуктивные: $R_T = 2 \text{ мОм}$, $X_T = 8,6 \text{ мОм}$.

Шинопровод Ш1. Рассчитаем с учетом известных удельных сопротивлений шинопровода и его длины сопротивление шинопровода Ш1:

$$R_{\text{ш}} = 0,0355 \cdot 0,2 = 0,01 \text{ мОм}, \quad (27)$$

$$X_{\text{ш}} = 0,09 \cdot 0,2 = 0,018 \text{ мОм}. \quad (28)$$

Кабельные линии КЛ1. Рассчитаем с учетом известных удельных сопротивлений кабельных линий и его длины сопротивление линии КЛ1:

т.к. в схеме 2 параллельных кабеля, то

$$R_{\text{КЛ}} = 0,122 \cdot 7 \cdot 1/2 = 0,427 \text{ мОм}; \quad (29)$$

$$X_{\text{КЛ}} = 0,059 \cdot 7 = 0,413 \text{ мОм}. \quad (30)$$

На рисунке 5 представлена схема замещения (прямая последовательность).

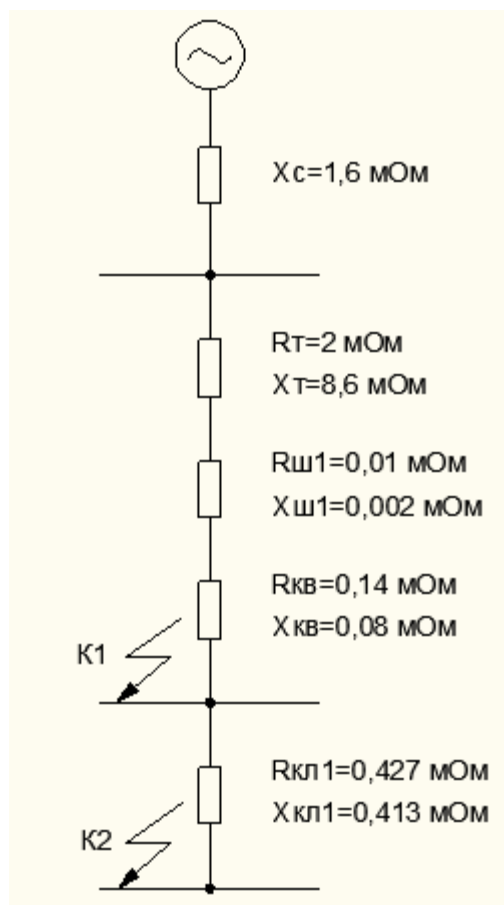


Рисунок 5 – Схема замещения (прямая последовательность)

6.2 Расчет токов короткого замыкания для точки K_1

Токи металлических трехфазных КЗ $I_{KM}^{(3)}$ рассчитывается по формуле:

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{U_{H\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{U_{H\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}. \quad (31)$$

Суммарные сопротивления $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ рассчитываем суммированием арифметическим сопротивлений до точки 1 КЗ согласно схемы замещения (прямая последовательность):

$$R_{I\Sigma} = 2 + 0,01 + 0,14 = 2,15 \text{ мОм}; \quad (32)$$

$$X_{I\Sigma} = 1,6 + 8,6 + 0,002 + 0,08 = 11,002 \text{ мОм}. \quad (33)$$

Суммарное полное сопротивление до точки К₁

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2,15^2 + 11,002^2} = 11,21 \text{ мОм}. \quad (34)$$

Ток металлического трехфазного КЗ₁:

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,21} = 20,6 \text{ кА}. \quad (35)$$

6.3 Расчет токов короткого замыкания для точки К₂

Токи металлических трехфазных КЗ $I_{KM}^{(3)}$ рассчитывается по формуле:

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{U_{H \text{ HH}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{U_{H \text{ HH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{I\Sigma}^2 + X_{I\Sigma}^2}}. \quad (36)$$

Суммарные сопротивления $R_{2\Sigma}$ и $X_{2\Sigma}$ определим суммированием арифметическим сопротивлений до точки 2 КЗ согласно схемы замещения (прямая последовательность):

$$R_{2\Sigma} = 2,15 + 0,427 = 2,577 \text{ мОм}; \quad (37)$$

$$X_{2\Sigma} = 11,002 + 0,413 = 11,415 \text{ мОм}. \quad (38)$$

Суммарное полное сопротивление до точки К₂

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{2,577^2 + 11,415^2} = 11,7 \text{ мОм}. \quad (39)$$

Ток металлического трехфазного КЗ₂:

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,7} = 19,74 \text{ кА}. \quad (40)$$

6.4 Расчет токов дугового короткого замыкания для точек К₁ и К₂

Определяем токи трехфазных дуговых КЗ с использованием снижающего коэффициента K_C . Данный коэффициент определяем по рисунку 6.3 "Кривые зависимости K_C от сопротивления цепи" [3].

Выполняем в следующей очередности расчет дуговых трехфазных КЗ:

1. Определяем, используя кривые 1, 2 (рисунок 6.3 [3]) величины снижающих коэффициентов в начальный момент КЗ (K_{C1}) и в установившемся КЗ (K_{C2}).

При $Z_{\Sigma}^{(3)} = 20,6 \text{ мОм}$ $K_{C1} = 0,72$, а $K_{C2} = 0,62$.

При $Z_{\Sigma}^{(3)} = 19,74 \text{ мОм}$ $K_{C1} = 0,67$, а $K_{C2} = 0,58$.

Токи трехфазных дуговых КЗ рассчитывается по формуле

$$I_{KD}^{(3)} = I_{KM}^{(3)} \cdot K_C. \quad (41)$$

Для точки К₁:

$$I_{KD1}^{(3)} = 20,6 \cdot 0,72 = 14,83 \text{ кА}; t \approx 0. \quad (42)$$

$$I_{KD2}^{(3)} = 20,6 \cdot 0,62 = 12,77 \text{ кА}; t_{K3} > 0,05 \text{ с}. \quad (43)$$

Для точки К₂:

$$I_{КД1}^{(3)} = 19,57 \cdot 0,67 = 13,11 \text{ кА}; t \approx 0. \quad (44)$$

$$I_{КД2}^{(3)} = 19,57 \cdot 0,58 = 11,35 \text{ кА}; t_{КЗ} > 0,05 \text{ с}. \quad (45)$$

6.5 Расчет ударного тока короткого замыкания для точек К₁ и К₂

Определим по выражению ударные токи КЗ:

$$i_Y = K_Y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{KM}^{(3)}. \quad (46)$$

Определим используя характеристику, которая приведена на рисунок 6.1 "Зависимость ударного коэффициента $K_{YД}$ от постоянной времени $T_a=X/R$ " [3], ударные коэффициенты K_Y .

Находим соотношение для К₁:

$$\frac{X_{\Sigma}^{(3)}}{R_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{11,002}{2,15} = 5,12. \quad (47)$$

Этому отношению соответствует $K_Y = 1,5$.

Определяем

$$i_{Y1} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 20,6 = 43,7 \text{ кА}. \quad (48)$$

Находим соотношение для К₂:

$$\frac{X_{\Sigma}^{(3)}}{R_{\Sigma}^{(3)}} = \frac{11,415}{2,577} = 4,4. \quad (49)$$

Этому отношению соответствует $K_V = 1,45$.

Определяем

$$i_{V2} = 1,45 \cdot \sqrt{2} \cdot 19,74 = 40,5 \text{ кА}. \quad (50)$$

Данные, полученные в ходе расчетов, сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные расчетов токов к.з.

Точка КЗ	U_H , кВ	$I_{KM}^{(3)}$, кА	$I_{KД1}^{(3)}$, кА	$I_{KД2}^{(3)}$, кА	i_V , кА
К1	0,4	20,6	14,83	12,77	43,7
К2	0,4	19,74	13,11	11,35	40,5

7 Выбор электрооборудования системы электроснабжения ТП-2х1000 здания 73 АО "ОДК-ГТ"

Выбор оборудования для комплектации на проектируемой трансформаторной подстанции ТП-2х1000 здания 73 АО «ОДК-ГТ» производим с учетом электрических схем и расчетных условий.

Рассчитанные величины сравниваем с соответствующими им номинальным параметрам оборудования, которые выбраны по каталогам и справочникам.

7.1 Выбор аппаратов панели ввода 1 (ввода 2) НН и СВ ЩО-70 ЧМ УЗ (панель № 5, 6, 7)

7.1.1 Выбор выключателя 0,4 кВ

Предварительно выбираем автоматический выкатной воздушный выключатель Metasol AS-20E3-20AM2D2D2BXAC6U0 [11] и проверим оборудование по следующим характеристикам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (51)$$

$$U_{уст} = 0,4 \text{ В} \leq U_{ном} = 690 \text{ (В)}. \quad (52)$$

2) Номинальному току:

$$I \leq I_{ном}; \quad (53)$$

$$I = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 A \leq I_{\text{НОМ}} = 2000 (A). \quad (54)$$

3) Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.НОМ}}; \quad (55)$$

$$I_{\text{пт}} = 20,6 \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 85 (\text{кА}). \quad (56)$$

б) на отключение апериодической составляющей тока к.з.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,33 \cdot 85 = 39,67, \quad (57)$$

где $i_{a,\tau}$ – номинальная допустимая величина апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ сек}, \quad (58)$$

где $t_{\text{р.з.}} = 0.01$ с. – время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в.}} = 0.04$ с. – собственное время отключения выключателя;

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 20,6 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,03}} = 5,502 \text{ кА}, \quad (59)$$

где $T_a = 0.03$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

$\beta_{\text{ном}} = 0,33$ – номинальная величина относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе.

$$i_{a,\tau} = 5,502 \leq i_{a,\text{ном}} = 39,67 \text{ (кА)} \quad (60)$$

4) Предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.}} \quad (61)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (62)$$

где $I_{\text{пр.с}} = 85 \text{ кА}$ – предельный сквозной ток (выбирается из справочника).

$I_{\text{пр.с}} = 187 \text{ кА}$ – наибольшая начальная действующая величина периодической составляющей тока к.з.

$$I_{\text{п.о}} = 20,6 \leq I_{\text{пр.с}} = 85 \text{ (кА)} \quad (63)$$

$$I_{\text{уд}} = 43,7 \leq i_{\text{пр.с}} = 187 \text{ (кА)} \quad (64)$$

5) Тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$B_k \leq B_{\text{ном}} \quad (65)$$

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 20,6^2 \cdot 0,04 = 16,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (66)$$

$$B_{ном} = I_m^2 \cdot t_m = 85^2 \cdot 1 = 7225 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (67)$$

где I_T – предельный ток термической устойчивости (из справочника);

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости;

$$B_k = 16,97 \leq B_{ном} = 7225 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (68)$$

Автоматический воздушный выключатель Metasol AS-20E3-20AM2D2D2BXAC6U0 соответствует данным параметрам.

7.1.2 Выбор разъединителей

Предварительно выбираем разъединитель PE19–44 [20].

Проверка разъединителя приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка разъединителя [7]

№	Наименование параметра	Расчетные данные	Данные из каталога	Условие выбора
1	Номинальное напряжение	0,4кВ	0,4 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
2	Номинальный ток	1443,38А	2000 А	$I_{max} \leq I_{ном}$

Продолжение таблицы 9

3	Динамическая стойкость	20,6 кА	30 кА	$I_{п.о} \leq I_{пр.с}$
		43,7 кА	100 кА	$i_{уд} \leq i_{прс}$
4	Термическая стойкость	16,97 кА ² с	4800 кА ² с	$B_k \leq I^2 T_t$

Разъединитель РЕ19–44 соответствует указанным характеристикам.

7.1.3 Выбор трансформатора тока

Изначально избираем трансформатор тока типа Т-0,66 2000/5 А и определим его соответствие по следующим характеристикам:

1. номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (69)$$

$$U_{уст} = 0,4 \leq U_{ном} = 0,66 \text{ (кВ)} \quad (70)$$

2. номинальному длительному току

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad (71)$$

$$I = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ A} \leq I_{ном} = 2000 \text{ (A)} \quad (72)$$

3. на электродинамическую стойкость

$$i_{y\partial} \leq \sqrt{2} \cdot K_{\partial\partial} \cdot I_{ном} \quad (73)$$

$$i_y = 43,7 \text{ кА} \leq I_{\partial\partial} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 2000 = 141,4 \text{ кА} \quad (74)$$

4. тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$B_k \leq B_{тер} \quad (75)$$

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 20,6^2 \cdot 0,8 = 339,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (76)$$

$$B_{тер} = K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_T = 10^2 \cdot 20^2 \cdot 3 = 2167,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (78)$$

где t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_k = 339,5 \leq B_{тер} = 2167,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (79)$$

5. вторичной нагрузке

Характеристики аппаратуры занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Характеристики аппаратуры

Аппаратура	Марка	Сприбора (В·А)
Амперметр	Э402704	0.5

Продолжение таблицы 10

Счетчик	Меркурий 230 ART-03-PQCSIDN	0.1
$S_{\Sigma пр} = 0.6 В \cdot А$		

Счетчик учета электроэнергии Меркурий 230ART-03-PQCSIDN [14] устанавливается только в панелях ввода 1 (ввода 2) НН.

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{\Sigma прибор}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0.024 \text{ Ом}, \quad (80)$$

где I_2 - номинальный вторичный ток прибора;

$S_{\Sigma пр}$ – мощность, которую потребляют приборы.

$$z_{пров} = 1 - 0.024 - 0.1 = 0,876 \text{ Ом} \quad (81)$$

где $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ – переходное сопротивление контактов;

$$q = \frac{0.0175 \cdot 45}{0,876} = 0,9 \text{ мм}^2 \quad (82)$$

Принимаем стандартное сечение $2,5 \text{ мм}^2$

Трансформатор тока Т-0,66 2000/5 А удовлетворяет данным параметрам.

7.1.4 Выбор трансформатора напряжения

Первоначально выберем трансформатор напряжения НОС–0,5 [18].

Характеристики аппаратуры занесены в таблицу 11.

Таблица 11 – Характеристики аппаратуры

Аппаратура	Марка	Sприбора (В·А)
Вольтметр	Э402704	2
Счетчик	Меркурий 230 ART-03-PQCSIDN	0.1 x 2шт = 0.2
		$S_{\Sigma пр} = 2.2 \text{ В}\cdot\text{А}$

Счетчик учета электроэнергии Меркурий 230ART-03-PQCSIDN [14] устанавливается только в панелях ввода 1 (ввода 2) НН.

1. номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (83)$$

$$U_{уст} = 0,4 \leq U_{ном} = 0,4 \text{ (кВ)} \quad (84)$$

2. вторичной нагрузке

$$S_{\Sigma пр} \leq S_{ном} \quad (85)$$

где $S_{\Sigma пр}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, которые присоединены к трансформатору напряжения.

$S_{\Sigma пр} = 2.2 \leq S_{ном} = 25$ (В·А) при классе точности 0,5.

Трансформатор напряжения НОС–0,5 удовлетворяет данным параметрам.

7.1.5 Выбор ограничителя перенапряжения 0,4 кВ

Выбираем для панелей ввода 1 (ввода 2) НН ограничитель перенапряжения из кремний-органической резины ОПН-П-0,38 УХЛ1 [10].

7.2 Выбор аппаратов панели линейной ЩО-70 ЧМ УЗ (панель № 8, 9, 10, 11, 12, 13)

Данные шесть панели ЗАО «ЧЭМЗ» г. Чебоксары устанавливаем взамен существующих отдельно стоящих панелей ЩО 70 [9]. Три панели присоединяем к секции № 1, три панели – к секции № 2 вторичной силовой сборки РУ-0,4 кВ. Кабели, которые были присоединены к демонтированным панелям ЩО 70, присоединяем к вновь проектируемым панелям, а также вновь устанавливаемое новое оборудование Rosler.

7.2.1 Выбор разъединителей

Предварительно выбираем разъединитель РПС–2 (250 А) [15], РПС–4 (400 А) [16], РПС–6 (630 А) [17]. Рубильник РПС представляет собой трехполюсный коммутационный аппарат, смонтированный на общей плите контактная система ножевого типа, соединенная последовательно с плавкими предохранителями. Используются плавкие предохранители ПН-2 на номинальные токи 250 А и 400 А соответственно, плавкие предохранители ППН-39 на номинальный ток 30 А.

Проверка разъединителей приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка разъединителей

Наименование величин		Данные		
Номинальное напряжение $U_{уст} \leq U_{ном}$	Расчетные данные, $U_{уст}$	0,4 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ
	Данные из каталога, $U_{ном}$	0,4 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ
Номинальный ток $I_{мах} \leq I_{ном}$	Расчетные данные, $I_{мах}$	29,4 А ÷ 53,6 А	36,3 А ÷ 216,5 А	437,6 А
	Данные из каталога, $I_{ном}$	250 А	400 А	630 А
Динамическая стойкость $I_{п.о} \leq I_{пр.с}$	Расчетные данные, $I_{п.о}$	19,74 кА	19,74 кА	19,74 кА
	Данные из каталога, $I_{пр.с}$	20 кА	30 кА	32 кА
Динамическая стойкость $i_{уд} \leq i_{прс}$	Расчетные данные, $i_{уд}$	40,5 кА	40,5 кА	40,5 кА
	Данные из каталога, $i_{прс}$	100 кА	100 кА	100 кА
Термическая стойкость $W_k \leq I^2 T_t$	Расчетные данные, W_k	16,97 кА ² с	16,97 кА ² с	16,97 кА ² с
	Данные из каталога	1200 кА ² с	2700 кА ² с	3072 кА ² с
Разъединитель		РПС-2 (250 А)	РПС-4 (400 А)	РПС-6 (630 А)
Плавкий предохранитель		ПН-2 (250 А)	ПН-2 (400 А)	ППН-39 (630 А)

Разъединители РПС–2, РПС–4, РПС–6 соответствуют указанным характеристикам.

7.2.2 Выбор трансформатора тока

А) Первоначально выберем трансформатор тока типа Т-0,66 250/5 А и проверим его по следующим характеристикам:

1. номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (86)$$

$$U_{уст} = 0,4 \leq U_{ном} = 0,66 \text{ (кВ)} \quad (87)$$

2. номинальному длительному току

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad (88)$$

$$I = 29,4 \text{ А} \div 53,6 \text{ А} \leq I_{ном} = 250 \text{ (А)} \quad (89)$$

3. вторичной нагрузке

Характеристики аппаратуры занесены в таблицу 13.

Таблица 13 – Характеристики аппаратуры

Аппаратура	Марка	Сприбора (В·А)
Амперметр	Э402704	0.5
		$S_{\Sigma пр} = 0.5 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сопротивление приборов определим по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}, \quad (90)$$

где I_2 - номинальный вторичный ток прибора;

$S_{\Sigma \text{пр}}$ – мощность, которую потребляют приборы.

$$z_{\text{пров}} = 1 - 0,02 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом} \quad (91)$$

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$ – переходное сопротивление контактов;

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,88} = 0,9 \text{ мм}^2 \quad (92)$$

Принимаем стандартное сечение $2,5 \text{ мм}^2$

Трансформатор тока Т-0,66 250/5 А удовлетворяет данным параметрам.

Б) Первоначально выберем трансформатор тока типа Т-0,66 400/5 А и проверим его по следующим характеристикам:

1. номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (93)$$

$$U_{\text{уст}} = 0,4 \leq U_{\text{ном}} = 0,66 \text{ (кВ)} \quad (94)$$

2. номинальному длительному току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} \quad (95)$$

$$I = 36,3 \text{ A} \div 216,5 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 400 \text{ (A)} \quad (96)$$

3. вторичной нагрузке

Характеристики аппаратуры занесем в таблицу 14.

Таблица 14 – Характеристики аппаратуры

Аппаратура	Марка	Сприбора (В·А)
Амперметр	Э402704	0.5
$S_{\Sigma \text{пр}} = 0.5 \text{ В} \cdot \text{А}$		

Сопротивление приборов определим по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\Sigma \text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0.02 \text{ Ом}, \quad (97)$$

где I_2 - номинальный вторичный ток прибора;

$S_{\Sigma \text{пр}}$ – мощность, которая потребляется приборами.

$$z_{\text{пров}} = 1 - 0.02 - 0.1 = 0,88 \text{ Ом} \quad (98)$$

где $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ – переходное сопротивление контактов;

$$q = \frac{0.0175 \cdot 45}{0,88} = 0,9 \text{ мм}^2 \quad (99)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм²

Трансформатор тока Т-0,66 400/5 А удовлетворяет данным параметрам.

В) Первоначально выберем трансформатор тока типа Т-0,66 600/5 А и проверим его по следующим характеристикам:

1. номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (100)$$

$$U_{\text{уст}} = 0,4 \leq U_{\text{ном}} = 0,66 \text{ (кВ)} \quad (101)$$

2. номинальному длительному току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} \quad (102)$$

$$I = 437,6 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 600 \text{ (А)} \quad (103)$$

3. вторичной нагрузке

Характеристики аппаратуры занесены в таблицу 15.

Таблица 15 – Характеристики аппаратуры

Аппаратура	Марка	Сприбора (В·А)
Амперметр	Э402704	0.5
		$S_{\Sigma пр} = 0.5В \cdot А$

Сопротивление приборов определим по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{\Sigma_{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}, \quad (104)$$

где I_2 - номинальный вторичный ток прибора;

$S_{\Sigma пр}$ – мощность, которую потребляют приборы.

$$z_{пров} = 1 - 0,02 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом} \quad (105)$$

$r_k = 0,1 \text{ Ом}$ – переходное сопротивление контактов;

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,88} = 0,9 \text{ мм}^2 \quad (106)$$

Принимаем стандартное сечение $2,5 \text{ мм}^2$

Трансформатор тока Т-0,66 600/5 А удовлетворяет данным параметрам.

8 Релейная защита

Рационально разработанная система релейной защиты и автоматики для схемы электроснабжения промышленных заводов обязана соответствовать ряду требований: повышенной надежности и экономичности, безопасности и удобству эксплуатации, быстрдействию, селективности и т.д. [4].

Главным назначением релейной защиты – это определение места, где возникло КЗ и за короткое время автоматическое выключение выключателей дефектного оборудования или участка электрической сети от оставшихся неповрежденных частей электрической установки или сети [5].

Кроме возникновения повреждений электрических установок, могут появляться также изменения в нормальных режимах работы, такие как перегрузки, замыкания на землю одной фазы в сети с изолированными нейтральными и многое другое [5].

В подобных случаях необходимость немедленно отключить оборудование отсутствует, потому как подомные нарушения в работе не представляют непосредственной опасности для электрической установки и могут самостоятельно устраниться. Вот почему при изменении нормального режима работы на электрических подстанциях с наличием постоянного обслуживающего персонала, как правило, хватает подачи предупредительного сигнала персоналу подстанции. Также и на подстанциях, на которых не дежурит постоянный обслуживающий персонал и в отдельных случаях на подстанциях, где есть постоянный обслуживающий персонал, выполняется отключение необходимого оборудования, но только обязательно с выдержкой времени [5].

Получается, что еще одной функцией релейной защиты будет являться определение изменений в нормальных режимах работы электрических установок и выдача предупредительных сигналов для обслуживающего персонала или подача сигнала на отключение установки с выдержкой времени [5].

Если назначение релейной защиты – это главным образом отключение электрической установки, то основная функция электроавтоматики – включение данного оборудования. Непосредственно к электроавтоматике будут относиться автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резервного питания или механизма (сокращенное его наименование – является автоматический ввод резерва - АВР) [5].

8.1 Расчет максимальной токовой защиты трансформаторов

Для проектируемого понижающего трансформатора ТСЛЗ-1000/6/0,4 защиту устанавливаем со стороны источника питания, тогда в зону её действия попадет и сам трансформатор. Кроме этого, используется глухозаземленная нейтраль с трехрелейной схемой, функция которой – отключение трансформатора при коротком замыкании в любой фазе [4]. Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформатора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформатора ТСЛЗ-1000/6/0,4

Название параметров	Формулы для расчета	Трансформатор 1000кВА				
		МТЗ на стороне		Сторона 0,4кВ		
		6,3кВ	0,4кВ	Защита от перегрева	Реле обдувки	Реле блокировки
Первичный номинальный ток	$I_H = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$	91,8	1445,1	1445,1		
Кратность сверх тока нагрузки	m_{CH}	1,4	2,5	-	-	-

Продолжение таблицы 17

Коэффициент трансформации и схема соединения ТА		n_T $K_{сх}$	100/5=20 Δ 1,73	2000/5=400 Y 1	2000/5=400 Y 1		
Первичный ток срабатывания защиты, А	МТЗ	$I_{сз} = \frac{K_H \cdot m_{сн} \cdot I_H}{K_B}$ $K_H = 1,2$ $K_B = 0,8$	192,8	3034,7	-	-	-
	От перегрузки	$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_H$ $K_H = 1,05$ $K_B = 0,8$	-	-	1896,7	-	-
	Реле обдувки на стороне 0,4кВ	$0,7 \cdot I_H$	-	-	-	1011,6	-
	Реле блокировки регулятора	$2 \cdot I_H$	-	-	-	-	2890,2
Ток установки реле, А	$i_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}}{n_T}$	16,7	7,6	4,7	2,5	7,2	

Коэффициенты чувствительности защиты	$K_q = \frac{I_{K \min}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{0,87 \cdot I_{K \min}^{(3)}}{I_{C3}}$	5,6 > 1,5	4,7 > 1,5	-	-	-
--------------------------------------	--	-----------	-----------	---	---	---

Продолжение таблицы 17

Тип реле и пределы уставки		РТ-40/20 5...20 А	РТ-40/20 5...20 А	РТ-40/6 1,5...6 А	РТ-40/6 1,5...6 А	РТ-40/20 5...20 А
Расчёт уставки реле вольтметровой блокировки МТЗ						
Коэффициент трансформации TV	n_v		400/100			
Номинальное остаточное напряжение при самозапуске, В	V_{\min}		280			
Напряжение уставки реле, В	$V_{cp} = \frac{V_{\min}}{\kappa_{\epsilon} \cdot \kappa_H \cdot n_v}$ $\kappa_H = 1,2;$ $\kappa_{\epsilon} = 1,25;$		46.7 РН-54/160 40...160В			

8.2 Расчет максимальной токовой защиты секционного выключателя

Выполнение расчета максимальной токовой защиты (МТЗ) на секционном выключателе для проектируемой двух трансформаторной подстанции ТП 2х1000 представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ) секционного выключателя ТП 2х1000

Название параметров	Обозначение и формула для расчета	S _{Т.ном} = 1000кВА
		U _{ном} = 0,4кВА
Коэффициент трансформации и схема соединения ТА	n_T	2000/5=400 K _{сх} =1 Y
Первичный расчетный ток срабатывания защиты на вводе 0,4 кВ силового трансформатора, А	I _{сз} – защита ввода от трансформатора (см. по таблице 20)	3034,7
Первичный расчетный ток срабатывания защиты секционного выключателя по условию согласования с защитой трансформатора, А	$I_{C3} = K_C \cdot I_{c.з.}$ $K_C = 0,85$	2579,5
Ток уставки реле, А	$i_{cp} = \frac{K_{cx} \cdot I_{C3}}{n_T}$	6,45
Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{K \min \text{ в}}^{(3)}}{I_{C3}}$	6,7 > 1,5
Тип реле и пределы уставки		РТ-40/20 5...20 А

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для проведения реконструкции понизительной подстанции ТП 2х630 АО «ОДК-ГТ» произвели расчет, определили максимальные (P_m , Q_m , S_m) расчетные нагрузки реконструируемой ТП. Выбраны два силового трансформатора, сухой с литой изоляцией ТСЛЗ-1000/6/0,4 с естественным воздушным охлаждением, конденсаторные установки КРМ-0,4-150-7,5-(12,5)У2 со ступенью регулирования 12,5 квар, которые устанавливаются по одной на 1-ую и 2-ую секцию РУ-0,4 кВ второго ряда. В вводных панелях № 1, 2 и секционной панели № 6 РУ-0,4 кВ устанавливаем воздушный автоматический выключатель Metasol AS-20E3-20А с $I_{ном} = 2000$ А, разъединитель РЕ 19-44 с $I_{ном} = 2000$ А, трансформатор тока Т-0,66 2000/5 А. Также в вводных панелях № 1, 2 монтируем ограничитель перенапряжения ОПН-П-0,38 УХЛ1, трансформатор тока типа НОС-0,5 и счетчик для учета активной и реактивной электрической энергии "Меркурий 230 ART-03-PQCSIDN". Размещаем шесть панелей ЗАО "ЧЭМЗ" г. Чебоксары взамен существующих отдельно стоящих панелей ЩО70 РУ-0,4 кВ второго ряда. В данных панелях устанавливаем разъединители РПС-2 (250 А), РПС-4 (400 А), РПС-6 (630А) с плавкими предохранителями ПН-2 на номинальные токи 250 А и 400 А, а также с ППН-39 на номинальный ток 630 А. Монтируем трансформаторы тока типа Т-0,66 с коэффициентами трансформации 250/5 А, 400/5 А и 600/5. Также выполнили расчет максимальной токовой защиты трансформатора ТСЛЗ-1000/6/0,4 и секционного выключателя проектируемой двух трансформаторной подстанции ТП 2х1000.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. М.: ДЕАН, 2015. С.704.
2. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие.: Изд. 2-е, стер.; ТГУ. 2011. 69 с.
3. Вахнина В.В., Горячева В.Л., Степкина Ю.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учеб. пособие для курсового и дипломного проектирования.: Тольятти: ТГУ. 2004. С.92.
4. Салтыков О.А., Вахнина В.В., Самолина О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования.: Тольятти: ТГУ. 2016. С. 47.
5. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Релейная защита и автоматика распределительных сетей. М.: ЭНЕРГОМАШВИН. 2003. 452 с.
6. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Учебно – методическое пособие для практических заданий и курсового проектирования.: Тольятти: ТГУ. 2007. С.54.
7. АО «Корневский завод низковольтной аппаратуры» [Электронный ресурс]: Разъединители серии РЕ19. Руководство по эксплуатации. URL: <http://www.nva-korenevo.ru/download/catalog/manual/RE.pdf> (дата обращения: 20.04.2018).
8. Группа «РУСЭЛТ» ЗАО «Электромаш» [Электронный ресурс]: Конденсаторная установка компенсации реактивной мощности. Руководство по эксплуатации. URL: <https://www.ruselt.ru/re/krm.pdf> (дата обращения: 20.02.2018).
9. ЗАО «ЧЭМЗ» [Электронный ресурс]: Шкаф ввода и распределения ЩО70. На базе типовых панелей ЩО70. URL:

- http://www.chemz.ru/production/oborudovanie_do_1_kv/shkaf_vvoda_i_raspr edeleniya/ (дата обращения: 21.04.2018).
10. Информационный ресурс энергетики ukrelektrik [Электронный ресурс]: ОПН-П-0,38 УХЛ1. URL: http://ukrelektrik.com/publ/oborudovanie/razrjadniki_i_opn/opn_p_0_38_ukhl_1/12-1-0-790 (дата обращения: 20.04.2018).
11. Компоненты для автоматизации EL.RU.NET [Электронный ресурс]: Автоматический выкатной воздушный выключатель Metasol AS-20E3-20A M2D2DBX AC6U0. URL: <https://el.ru.net/avtomaticheskij-vykatnoj-vozdushnyj-vykljuchatel-metasol-as-20e3-20a-m2d2d2bx-ac6u0> (дата обращения: 19.04.2018).
12. Межрегиональная трансформаторная корпорация [Электронный ресурс]: Общее описание ТСЛЗ 1000 кВ 6(10) 0,4 кВ. URL: <https://trans-mtk.com/products/sukhie-transformatory/tslz-1000-kva-6-10-0-4-kv/> (дата обращения: 15.02.2018).
13. ПромЭлектроАвтоматика [Электронный ресурс]: Конденсаторная установка КРМ-0,4 (УКМ-58). URL: <http://www.pea.ru/docs/equipment/reactive-power-compensation/low-voltage-krm/> (дата обращения: 20.02.2018).
14. Русский Свет [Электронный ресурс]: Счетчик «Меркурий» 230 ART-03 PQCSIDN 3ф 5-7.5А 0.5s/1.0 класс точн. многотариф.; САН ЖКИ Моск. вр. URL: <http://russvet.ru/products/6552/989519/> (дата обращения: 26.04.2018)
15. Уралэнерго [Электронный ресурс]: Рубильник РПС-2 с плавкой вставкой. URL: <http://uralen.ru/catalog/raz/group-25/150.html> (дата обращения: 23.04.2018).
16. Уралэнерго [Электронный ресурс]: Рубильник РПС-4 с плавкой вставкой. URL: <http://uralen.ru/catalog/raz/group-209/152.html> (дата обращения: 23.04.2018).

17. Уралэнерго [Электронный ресурс]: Рубильник РПС-6 с плавкой вставкой. URL: <http://uralen.ru/catalog/raz/group-209/154.html> (дата обращения: 23.04.2018).
18. Электрические сети [Электронный ресурс]: Технические данные трансформаторов напряжения 0,4 – 10 кВ. URL: <http://leg.co.ua/info/podstancii/tehnicheskie-dannye-transformatorov-napryazheniya-0-4-10-kv.html> (дата обращения: 20.04.2018).
19. StudeFiles [Электронный ресурс]: Радиальные и магистральные схемы электроснабжения. URL: <https://studfiles.net/preview/4238205/page:10/> (дата обращения: 26.02.2018)
20. WebsorGroup [Электронный ресурс]: Разъединители серии PE19 100 А – 630 А, □ 1000 В, -1000 В. URL: https://www.websor.ru/razedinitel_pe19.html (дата обращения: 20.04.2018).