

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ «Александровка»

Обучающийся

А.Е. Бондаренко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

Пояснительная записка ВКР состоит из 49 страниц, включающих в себя 5 рисунков, 11 таблиц, 26 источников, а также 6 листов чертежей формата А1.

Объектом проектирования является подстанция (ПС) 110/10 кВ для электроснабжения района.

Целью работы является: проектирование электрической части ПС 110/10 кВ «Александровка».

На начальном этапе проведен анализ состояния системы электроснабжения рассматриваемого района, потребителей, рассчитаны нагрузки.

Далее были выбраны соответствующие силовые трансформаторы исходя из графика нагрузок, выбрана главная схема электрических соединений.

Затем был проведен расчет токов короткого замыкания (КЗ), который позволил выбрать соответствующее силовое оборудование ПС.

Заключительном этапе ВКР является расчет заземления и молниезащиты ПС.

Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта.....	5
1.1 Анализ состояния электроснабжения г. Кургана и обоснование необходимости проектирования подстанции.....	5
1.2 Краткая характеристика потребителей микрорайонов.....	6
1.3 Определение и расчёт электрических нагрузок потребителей микрорайонов.....	7
1.4 Расчёт нагрузок общественных зданий.....	11
1.5 Расчёт нагрузок производственных объектов.....	12
1.6 Расчет наружной осветительной сети.....	14
1.7 Определение нагрузки на шинах 0,4 кВ.....	16
2 Графики нагрузок и выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	18
2.1 Построение графиков нагрузок.....	18
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	19
3 Выбор главной схемы электрических соединений.....	22
4 Расчет токов короткого замыкания.....	24
5 Выбор оборудования и электрических аппаратов.....	31
5.1 Выбор силового электрооборудования.....	31
5.2 Структура КРУ.....	35
6 Расчет заземления.....	38
7 Расчет молниезащиты.....	42
Заключение.....	46
Список используемых источников.....	47

Введение

Электроснабжение потребителей Уральского региона осуществляют ОЭС «УРАЛЭНЕРГО» и АО «ТЮМЕНЬЭНЕРГО».

В состав ОЭС «УРАЛЭНЕРГО» входят восемь районных энергосистем акционерных обществ (АО-энерго): Свердловская, Челябинская, Башкирская, Пермская, Оренбургская, Кировская, Удмуртская, Курганская. И четыре дочерних РАО «ЕЭС России» электростанции: Пермская и Троицкая ГРЭС, Воткинская и Камская ГЭС.

В «УРАЛЭНЕРГО» работает 61 электростанция: 55 ТЭС и 6 ГЭС. Установленная мощность электростанций «УРАЛЭНЕРГО» на начало 2006 года составила 30503 МВт. В Тюменьэнерго действует 6 электростанций с установленной мощностью 10465 МВт.

Значение электроэнергетики в нашей жизни неопределимо. Поэтому бесперебойность, качество, экономичность электроснабжения на всех этапах первоначально, особенно в периоды осенне-зимних максимумов нагрузки.

Поддержание работоспособного состояния электротехнического оборудования требует определённых затрат, величина которых возрастает с увеличением срока его эксплуатации. Долю затрат на эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт можно снизить при своевременном выявлении и устранении возникающих дефектов и неисправностей, уточнении объёмов ремонтов по фактическому состоянию оборудования.

Непрерывный рост городов и численности их населения вызывает увеличение потребления электрической энергии. Достаточно сказать, что по городским сетям передается около 30% всей электроэнергии, вырабатываемой в России.

ПС 110/10 кВ «Александровка» будет являться одним из энергоузлов, входящих в системообразующую сеть Курганской энергосистемы. Исходя из всего вышесказанного, необходимо провести проектирование ПС с учетом действующих норм и стандартов.

1 Характеристика объекта

1.1 Анализ состояния электроснабжения г. Кургана и обоснование необходимости проектирования подстанции

В настоящее время центральная часть города испытывает острый дефицит мощности, обусловленный полной загрузкой трансформаторных мощностей двух базовых питающих центров «Южная» и «Восточная» и отсутствием пропускной способности кабельной сети 6 кВ, запитанной от них. На фоне постоянного роста бытовой нагрузки жилого сектора в центре города дефицит трансформаторных мощностей и отсутствие пропускной способности создают реальную угрозу надежности электроснабжения ответственных потребителей ЖКХ города, больниц, узлов связи, организаций и учреждений.

Особо важным является тот факт, что ПС «Южная» и «Восточная» – это взаимно резервирующие ПС и перевод электрических нагрузок возможен только с одной на другую, что в сложившихся условиях препятствует выводу оборудования в плановый ремонт, а в аварийных ситуациях может привести к развитию событий по московскому сценарию, случившихся в мае прошлого года.

Для сохранения надежности энергоснабжения центра ОАО «ЭнергоКурган» и КЭС ОАО «Курганэнерго» в настоящее время вынуждены отказываться в присоединении новых мощностей. Для решения назревшей проблемы существует предложение о строительстве в городе нового питающего центра – ПС 110/10 кВ прокладку кабельных линий к вновь строящимся объектам от этой ПС. Это позволит перевести часть нагрузок центральной части на новую ПС, разгрузить и обеспечить нормальную эксплуатацию сетей от ПС «Южная», «Восточная», увеличить надежность электроснабжения потребителей. Целью данного дипломного проекта является проект новой ПС не только для перевода части нагрузок с наиболее

загруженных ПС, но и для электроснабжения новых жилых микрорайонов в г. Кургане.

1.2 Краткая характеристика потребителей микрорайонов

Новый поселок Александровка будет располагаться в районе, расположенном между п. Рябково и микрорайон Заозерный, ограниченный ул. Фарафонова и пр. Первомайский.

Все потребители в отношении надежности электроснабжения согласно [15] разделяются на три категории.

К первой категории относятся потребители, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, большой ущерб народному хозяйству, повреждению дорогостоящего оборудования, массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушению особо важных элементов городского хозяйства. «Перерыв в электроснабжении таких потребителей может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания. В данном поселке электроприемников первой категории нет» [25].

Ко второй категории относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной жизнедеятельности городских жителей. К этой категории относится несколько электроприёмников микрорайонов.

К третьей категории относятся все остальные потребители, не подходящие под определение первой и второй категории. Обеспечение питания потребителей должно производиться в соответствии с ПУЭ.

«Проектом предусматривается также освещение улиц микрорайона светильниками с кабельными вводами» [24]. Потребителями электроэнергии в проекте являются:

- первой категории: тепловые пункты, детские поликлиники, универсамы, торговые центры, развлекательные центры.
- второй категории: детские сады, школы, почтовые отделения.
- третьей категории: дома, магазины «Бытовая техника», салоны красоты.

1.3 Определение и расчёт электрических нагрузок потребителей микрорайонов

Расчетные электрические нагрузки жилых и общественных зданий определяем, используя [7]. В жилых домах принимаем квартиры с электрическими плитами мощностью 6 кВт, возможна установка бытовых кондиционеров.

Активная нагрузка жилого дома определяются по формуле:

$$P_{\text{ржд}} = P_{\text{кв}} + K_y \cdot P_c, \quad (1)$$

где $P_{\text{кв}}$ – расчетная нагрузка электроприемников квартир, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт;

K_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приемников, $K_y = 0,9$.

Расчетная нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, линий или к шинам напряжения 0,4 кВ трансформаторной ПС определяется методом удельной мощности на квартиру по формуле:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n \quad (2)$$

где $P_{\text{кв.уд}}$ – удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир в зависимости от применяемых кухонных плит и количества квартир, кВт/квартира;

n – количество квартир, присоединенных к ТП, шт.

Произведем расчет для дома №15 2-го микрорайона «Александровка». Жилой дом на 144 квартиры, в доме 9 этажей установлены 4 лифтовые установки с установленной мощностью 4,5 кВт, $P_{\text{кв.уд}} = 1,36$ кВт. Расчетная нагрузка квартир $P_{\text{кв}} = 1,36 \cdot 144 = 187,2$ кВт.

Расчёт силовой нагрузки дома ведётся методом коэффициента спроса K_c .

$$P_c = K_c \cdot P_{ni} \cdot n_i, \quad (3)$$

$$P_c = 0,7 \cdot 4,5 \cdot 4 = 12,6 \text{ кВт},$$

где K_c – коэффициент спроса, определяемый в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий;

P_{ni} – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт;

n_i – количество лифтовых установок, шт.

Активная нагрузка жилого дома:

$$P_{\text{ржд}} = 187,2 + 0,9 \cdot 12,6 = 198,54 \text{ кВт}.$$

Реактивная нагрузка жилых зданий определяется из реактивной мощности электродвигателей лифтов Q_p , по формуле:

$$Q_p = P_c \cdot \text{tg } \varphi, \quad (4)$$

$$Q_p = 12,6 \cdot 1,17 = 14,74 \text{ квар},$$

где $\text{tg } \varphi$ – расчетный коэффициент реактивной нагрузки, принимаемый по [7].

Расчет нагрузок остальных жилых домов производится аналогично, результаты сводятся в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок жилых домов

Наименование объекта	Количество квартир, (домов)	Удельная нагрузка, кВт	Этажность	Расчетная нагрузка, кВт	Мощность лифтовой установки кВт	Количество лифтов	K _c	tg φ	Расчетная силовая нагрузка, кВт	Расчетная нагрузка жилого дома, кВт	Реактивная нагрузка, квар
2-й мк-рн Александровка дом 15	144	1,3	9	187,2	4,5	4	0,7	1,17	12,6	198,54	14,742
13	144	1,3	9	187,2	4,5	4	0,7	1,17	12,6	198,54	14,742
27	144	1,3	9	187,2	4,5	4	0,7	1,17	12,6	198,54	14,742
14	120	1,35	5	162	4,5	6	0,65	1,17	17,55	177,8	20,534
19	180	1,1	9	198	4,5	5	0,7	1,17	15,75	212,18	18,428
20	72	1,38	5	99,36	4,5	3	0,8	1,17	10,8	109,08	12,636
16	144	1,3	9	187,2	4,5	4	0,7	1,17	12,6	198,54	14,742
18	108	1,2	9	129,6	4,5	3	0,8	1,17	10,8	139,32	12,636
28	180	1,1	9	198	4,5	5	0,7	1,17	15,75	212,18	18,428
29	54	1,5	9	81	4,5	1	–	–	–	–	–
24	100	1,2	5	120	4,5	5	0,7	1,17	15,75	134,18	18,428
25	54	1,5	9	81	4,5	1	–	–	–	–	–
26	100	1,2	5	120	4,5	5	0,7	1,17	15,75	134,18	18,428
21	144	1,3	9	187,2	4,5	4	0,7	1,17	12,6	198,54	14,742
22	216	1	9	216	4,5	6	0,65	1,17	17,55	231,8	20,5335
23	324	0,9	9	291,6	4,5	9	0,5	1,17	20,25	309,83	23,6925
1-й Александровка	–	–	–	0	–	–	–	–	0	0	0

Продолжение таблицы 1

Наименование объекта	Количество квартир, (домов)	Удельная нагрузка, кВт	Этажность	Расчетная нагрузка, кВт	Мощность лифтовой установки кВт	Количество лифтов	Kс	tg φ	Расчетная силовая нагрузка, кВт	Расчетная нагрузка жилого дома, кВт	Реактивная нагрузка, квар
1	324	0,9	9	291,6	4,5	9	0,5	1,17	20,25	309,83	23,6925
2	216	1	9	216	4,5	6	0,65	1,17	17,55	231,8	20,5335
3	324	0,9	9	291,6	4,5	9	0,5	1,17	20,25	309,83	23,6925
4	72	1,38	9	99,36	4,5	2	0,8	1,17	7,2	105,84	8,424
7	60	1,4	5	84	–	–	–	–	–	–	–
8	60	1,4	5	84	–	–	–	–	–	–	–
9	60	1,4	5	84	–	–	–	–	–	–	–
10	252	0,95	9	239,4	4,5	7	0,65	1,17	20,475	257,83	23,95575
11	108	1,2	9	129,6	4,5	3	0,8	1,17	10,8	139,32	12,636
12	200	1	10	200	4,5	5	0,7	1,17	15,75	214,18	18,4275
6	200	1	10	200	4,5	5	0,7	1,17	15,75	214,18	18,4275
5	324	0,9	9	291,6	4,5	9	0,5	1,17	20,25	309,83	23,6925

После проведения расчета электрических нагрузок жилых домов необходимо провести расчет нагрузок общественных зданий.

1.4 Расчёт нагрузок общественных зданий

«Активные нагрузки общественно-коммунальных предприятий и административных зданий при ориентировочных расчетах удобно определять по укрупненным удельным нагрузкам в зависимости от их производственных показателей:

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{уд}} \cdot M_{\text{пр}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельная расчетная нагрузка единицы производственного показателя (посадочное место, рабочее место, квадратного метра площади торгового здания, койко-место и т. д), кВт/место;

$M_{\text{пр}}$ – производственный показатель, характеризующий объем производства, пропускную способность предприятия в целом» [7].

Расчет нагрузки общеобразовательной школы № 105 на 600 учащихся:

$$P_{\text{р.шк}} = 0,22 \cdot 600 = 132 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 132 \cdot 0,38 = 50,16 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузок остальных общественных зданий производится аналогично, результаты сводятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет нагрузки общественных зданий

Наименование объекта	Расчетные коэффициенты $\cos \varphi / \text{tg } \varphi$	Удельная нагрузка, кВт/место	Активная нагрузка, кВт	Реактивная нагрузка, квар
Школа № 105 на 600 учащихся	0,95 / 0,38	0,22	132	50,16

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта	Расчетные коэффициенты $\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	Удельная нагрузка, кВт/место	Активная нагрузка, кВт	Реактивная нагрузка, квар
Гимназия № 38 на 700 учащихся	0,95 / 0,38	0,22	154	58,52
Детский сад №141 на 250 мест	0,97/0,25	0,46	115	28,75
Торговый центр $S=1500 \text{ м}^2$	0,8/0,75	0,22	330	247,5
Детский сад-ясли № 41 на 100 мест	0,97/0,25	0,46	46	11,5
Детсад № 142 на 240 мест	0,97 / 0,25	0,4	96	24
Универсам $S=1000 \text{ м}^2$	0,8/0,75	0,22	220	247,5
Детская поликлиника №10 на 300 мест	0,97/0,25	0,4	120	30
Развлекательный комплекс $S=2000 \text{ м}^2$	0,92/0,43	0,12	240	103,2
Магазин "Бытовая техника" $S=300 \text{ м}^2$	0,9/0,48	0,14	42	20,16
Гастроном $S=1000 \text{ м}^2$	0,9/0,48	0,14	140	67,2
Почтовое отделение №52 $S=1000 \text{ м}^2$	0,87/0,57	0,045	45	2,565
Курганское ОСБ, Сбербанк $S=350 \text{ м}^2$	0,92/0,43	0,4	140	60,2
Салон красоты $S=500 \text{ м}^2$	0,97/0,25	1,3	650	162,5
Столовая-кулинария $S=500 \text{ м}^2$	0,98/0,2	0,9	450	90
Культурно-оздоровительный комплекс $S=1000 \text{ м}^2$	0,92/0,43	0,4	400	172

Теперь рассчитаем электрическую нагрузку производственных объектов.

1.5 Расчёт нагрузок производственных объектов

Для обеспечения теплом жилых домов применяются теплопункты. Электродвигатель насоса относится к электроприемникам с постоянным графиком нагрузки. Расчёт нагрузок ведётся методом коэффициента спроса. Тогда:

$$\sum P_{\text{дв}} = K_c'' \cdot P_{\text{дв}} \cdot n, \quad (6)$$

$$\sum P_{\text{дв}} = 0,9 \cdot 11 \cdot 3 = 29,7 \text{ кВт},$$

где K_c'' – коэффициент спроса;

$P_{\text{дв}}$ – установленная мощность одного электродвигателя, кВт;

n – количество электродвигателей, штук.

Для теплопункта №А

Определим реактивную мощность насосов по формуле:

$$Q_{\text{дв}} = 29,7 \cdot 0,75 = 22,28 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузок остальных производственных объектов производится аналогично, результаты сводятся в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет нагрузки производственных объектов

Наименование объекта	K_c	Расчетные коэффициенты $\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	Количество двигателей	Установленная мощность, кВт	Активная нагрузка, кВт	Реактивная нагрузка, квар
Теплопункт №А	0,9	0,8/0,75	3	11	29,7	22,28
Теплопункт №Б	0,9	0,8/0,75	5	11	49,5	37,125
Теплопункт №С	1	0,8/0,75	2	25	50	37,5
Теплопункт №Д	1	0,8/0,75	2	25	50	37,5
Теплопункт №К	0,9	0,8/0,75	3	11	29,7	22,28
Теплопункт №Л	1	0,8/0,75	2	25	50	37,5
Теплопункт №Е	0,9	0,8/0,75	3	11	29,7	22,28
Теплопункт №F	1	0,8/0,75	2	25	50	37,5
Теплопункт №В	0,9	0,8/0,75	5	11	49,5	37,125

Теперь следует рассчитать осветительную нагрузку.

1.6 Расчет наружной осветительной сети

Проектом предусматривается освещение проездов и улиц микрорайона светильниками типа Uragan Road 275 Вт. Тип источника света LED-275 на железобетонных опорах с кабельными вводами и на кронштейнах по фасадам зданий между 2 и 3 этажами. Обычно высота установки 6-10 метров.

При выборе светильников для освещения фасадов зданий, рекламных щитов, памятников архитектуры и т.д. следует выбирать светильники, исходя из эстетических соображений.

Расчёт производим методом удельной мощности:

$$N = \frac{P_{уд} \cdot S}{P_{л}} \quad (7)$$

где $P_{уд}$ – удельная мощность, Вт/м;

S – длина улицы, м;

$P_{л}$ – номинальная мощность лампы, Вт.

Расчёт освещения части улицы 1-го микрорайона. Принимается однорядная схема расположения светильников типа Uragan Road 275 Вт, тип источника света LED-275. Светильники расположены по одной стороне улицы на железобетонных опорах. Расположены светильники на высоте 9 метров. Учитывая ширину проезжей части и значимость проезжей части, принимается удельная освещенность проезжей части 8 Вт/м по [4].

Определяем количество светильников:

$$N = \frac{8 \cdot 480}{250} = 15,36 \approx 16 \text{ шт.}$$

Полная мощность освещения улица с учётом потерь в пускорегулирующих устройствах определяется по формуле:

$$P_0 = K_c \cdot K_{пра} \cdot P_l \cdot N \quad (8)$$

$$P_0 = 1 \cdot 1 \cdot 0,275 \cdot 16 = 4,4 \text{ кВт},$$

где $K_{пра} = 1$ – коэффициент, учитывающий дополнительные потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре;

P_l – номинальная мощность лампы, кВт;

N – количество светильников, шт.

Тогда реактивная мощность определяется:

$$Q_0 = P_0 \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (9)$$

$$Q_0 = 4,4 \cdot 0,88 = 3,87 \text{ квар}.$$

Для расчета реактивной мощности ламп LED принимается значение $\cos \varphi = 0,75$.

Освещение остальных улиц аналогично, результаты сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет наружного освещения

Улицы	Схема расположения светильников	Тип источника света	Шаг светильников, м	Тип светильников	Общее количество светильников, шт	Общая мощность освещения, P / Q кВт / квар
1	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	16	4,4/3,87
2	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	24	6,6/5,8
3	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	22	6,05/5,32
4	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	19	5,23/4,6
5	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	9	2,48/2,18
6	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	12	3,3/2,9
7	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	7	1,93/1,69
8	однорядное	LED-275	31	Uragan Road	8	2,2/1,94

Итого по микрорайонам по наружному освещению $P = 32,19$ кВт; $Q = 28,3$ квар; $S = 42,86$ кВА, а общая нагрузка: $P = 6372,91$ кВт $Q = 2109,95$ квар $S = 6713,11$ кВА.

1.7 Определение нагрузки на шинах 0,4 кВ

Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по формуле:

$$P_{p0,4} = P_{зд.макс} + \sum_{k=1}^n K_{yi} \cdot P_{зд}, \quad (10)$$

где $P_{p0,4}$ – расчётная электрическая нагрузка на шинах 0,4 кВ, кВт;

$P_{зд.макс}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых от шин 0,4 кВ, кВт;

K_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок потребителей, питаемых от шин 0,4 кВ, [7];

$P_{зд}$ – расчётная нагрузка других зданий, питаемых по линиям, кВт.

Ориентировочный выбор числа и мощности ТП производится по удельной плотности нагрузки σ , кВт/км² определяемой формуле:

$$\sigma = \frac{\sum S}{F}, \quad (11)$$

$$\sigma = \frac{6713,11}{4} = 1678,28 \text{ кВт/км}^2.$$

где $\sum S$ – расчетная нагрузка района, кВА;

F – площадь района, км².

Площадь проектируемого района составляет 4 км².

По таблице 4.4.3 [7] определяется оптимальная нагрузка ТП – 630 кВА.

Число трансформаторных ПС определяется по формуле:

$$N = \frac{\sum S}{K_3 \cdot S_{\text{опт.тп}}}, \quad (12)$$

$$N = \frac{6713,11}{0,7 \cdot 2 \cdot 630} = 7,6.$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{\text{опт.тп}}$ – оптимальная нагрузка ТП, кВА.

Но на основании архитектурных требований и перспективы увеличения нагрузки микрорайона принимаем к установке в данном микрорайоне количество ТП, равное 12 шт.

Нагрузки потребителей представим в таблице 5.

Таблица 5 – Потребители, получающие питания от ТП-1

Наименование объекта	P, кВт	Q, квар	S, кВА
жилой дом 3 мк-н 1	309,83	23,6925	311
жилой дом 4 мк-рн 1	105,84	8,424	106
Почтовое отделение	45	25,65	51,8
Гастроном	140	67,2	151
Теплопункт №Б	49,5	37,125	61,9

Определение нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП-1 2-го мк-на «Александровка»:

$$P_{p,0,4} = 309,83 + 105,84 + 45 + 140 + 49,5 = 650 \text{ кВт.}$$

Расчёт остальных ТП аналогичен и результаты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Определение нагрузки на шинах 0,4 кВ

Номер ТП											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
650	459	634	571	829	606	686	790	592	529	674	571
681	476	673	711	836	629	709	804	622	542	752	728

Выводы по разделу

В данном разделе были вычислены нагрузки, потребляемые от проектируемой ПС «Александровка», которые позволят провести выбор силового электрооборудования.

2 Графики нагрузок и выбор числа и мощности силовых трансформаторов

2.1 Построение графиков нагрузок

Для построения графика нагрузок потребителей мы воспользуемся типовым графиком нагрузок таблица 7 и рисунок 1 [6], а также исходными данными для проектирования, приведенными в разделе 1 ВКР.

Таблица 7 – Типовой график нагрузок

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P, %	35	35	50	80	100	75	90	100	90	60	50	35
Q, %	30	30	50	75	100	70	80	100	90	60	45	30

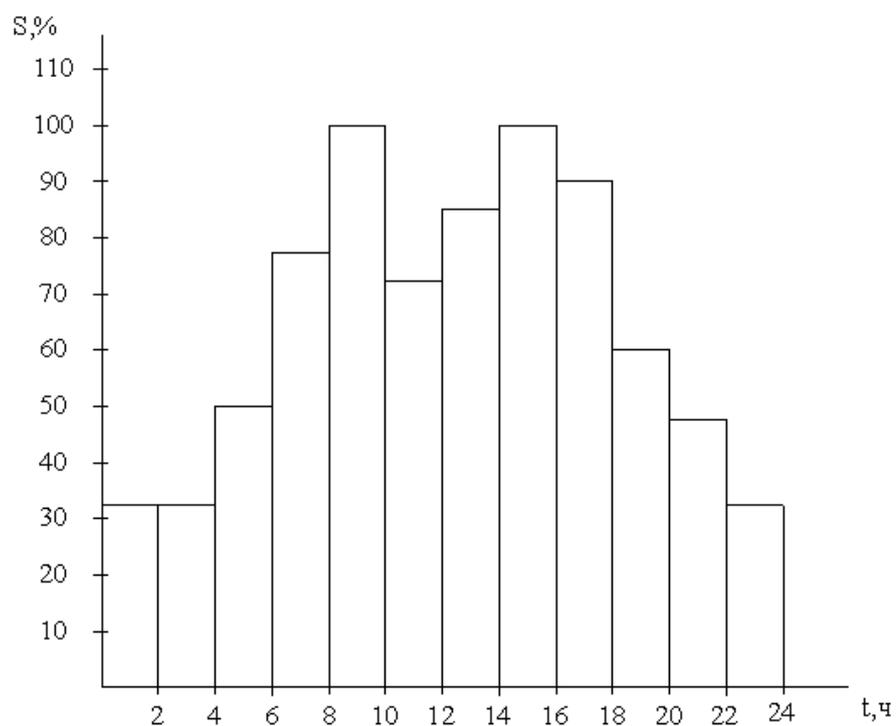


Рисунок 1 – Типовой график нагрузки

Реальный график нагрузок построим с учетом суммарной нагрузки ПС и коэффициента мощности:

$$P' = P \cdot P_{\text{подст}};$$

$$P' = 0,35 \cdot 6372,91 = 2230,5 \text{ кВт};$$

$$Q' = Q \cdot Q_{\text{подст}};$$

$$Q' = 0,3 \cdot 2109,95 = 632,98 \text{ Мвар};$$

$$S_{\text{реал}} = S \cdot S_{\text{подст}}$$

$$S_{\text{реал}} = 0,326 \cdot 10,2 = 3,32 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Реальный график нагрузок

Час	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
P, МВт	2,23	2,23	3,19	5,1	6,37	4,78	5,74	6,37	5,74	3,82	3,19	2,23
Q, Мвар	0,64	0,63	1,05	1,58	2,11	1,48	1,69	2,11	1,90	1,27	0,95	0,63
S, МВ·А	2,32	2,32	3,36	5,34	6,71	5,00	5,98	6,71	6,04	4,03	3,32	2,32

Используя полученный график нагрузок, мы можем приступить к выбору мощности и числа силовых трансформаторов.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

«Предварительно находим номинальную мощность трансформатора:

$$S_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{нагр.макс}} \cdot K_{12}}{1,4 \cdot (n-1) \cdot \cos \varphi_{\text{наг}}}, \quad (13)$$

где $S_{\text{нагр.макс}}$ – суммарная активная максимальная нагрузка на расчетный уровень 5 лет, МВА;

K_{12} – коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории, принимаем $K_{12} = 70\%$;

$\cos \varphi_{\text{наг}}$ – коэффициент мощности нагрузки, принимаем $\cos \varphi_{\text{наг}} = 0,85$;

n – число параллельно работающих трансформаторов ($n = 2$);

1,4 – коэффициент, учитывающий нагрузочную способность» [14].

Подставив данные, получим:

$$S_{\text{т.ном}} = \frac{6,37 \cdot 0,7}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,85} = 3,75 \text{ МВА}.$$

Намечаем к установке два трансформатора ТМН – 6300/110.

При рассмотрении графика нагрузок (рисунок 1) очевидно, что данные трансформаторы проходят по систематической нагрузке.

«Проверяем трансформатор на аварийную перегрузку.

Коэффициент начальной нагрузки K_1 определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (14)$$

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{2,32^2 \cdot 6 + 3,36^2 \cdot 2 + 3,32^2 \cdot 2 + 5,34^2 \cdot 2 + 5^2 \cdot 2 + 5,98^2 \cdot 2 + 6,04^2 \cdot 2 + 4,03^2 \cdot 2}{6 + 2 + 2}} = 0,674,$$

где S_1, S_2, \dots, S_m – значения нагрузки в интервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$.

Коэффициент перегрузки K_2 определяется по формуле:

$$K_2 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{h_1 + h_2 + \dots + h_m}} \quad (15)$$

$$K_2 = \frac{1}{6,3} \cdot \sqrt{\frac{6,71^2 \cdot 4}{4}} = 1,065,$$

где S_1, S_2, \dots, S_m – значения нагрузки в интервалах h_1, h_2, \dots, h_m » [14].

Для трансформаторов установлены максимально возможные значения перегрузок: перегрузки в диапазоне $1,5 < K_2 < 2$ можно допускать только по согласованию с заводом-изготовителем трансформатора.

Зная среднюю эквивалентную температуру окружающей среды за время действия графика нагрузок ($\Theta_{\text{охл.}}$), систему охлаждения трансформатора (М, Д, ДЦ, Ц) по таблицам, приведенным в ГОСТ 14209-97, определяют допустимость относительной перегрузки K_2 и ее продолжительность h . «Это значение допустимой аварийной перегрузки определяется в зависимости от коэффициента начальной нагрузки K_1 , температуры окружающей среды $\Theta_{\text{охл}}$ во время возникновения аварийной перегрузки K_2 и длительности перегрузки h » [8]. Максимальное значение аварийной перегрузки не должно превышать $2,0 \times S_{\text{т.ном}}$.

Так как по таблице при $K_1=0,674$ и $h=4$ часа для выбранного трансформатора $K_{2\text{доп}} = 1,065 < K_2 = 1,6$, то трансформатор допускает аварийную перегрузку по данному графику нагрузок, следовательно, установленный на ПС трансформатор ТМН – 6300/110 проходит по условиям эксплуатации.

Выводы по разделу

Таким образом, пользуясь построенным графиком нагрузки, мы выбрали трансформатор ТМН-6300/110.

3 Выбор главной схемы электрических соединений

В магистральных линиях с двухсторонним питанием, а также в кольцевых схемах при повреждении любого участка, он должен отключаться с двух сторон. Такую функцию выполняет ПС в виде «мостика с выключателем в перемычке и в цепях трансформаторов». Перемычка из разъединителей позволяет при выводе в ремонт выключателя сохранить транзитную линию в замкнутом состоянии.

Если ПС включена в рассечку линии с двухсторонним питанием, то в цепях трансформаторов устанавливают разъединители, а в перемычке – выключатель Q3 (чертеж). В нормальном режиме выключатель Q3 включен, ремонтная перемычка разомкнута разъединителем QS4 или QS5.

При повреждении трансформатора T1 отключается выключатель Q6, отключаются от защит линии выключателем Q3, а за тем Q1 на опорной ПС. В бестоковую паузу включаются Q3 и Q1. Переток мощности не нарушен, а поврежденный трансформатор отключен. Потребители 6 – 10 кВ получают питание от T2 через QB который включается от АВР.

При повреждении на одной линии, например W2, отключаются выключатель Q2 на опорной ПС Б. Если АПВ линии оказалось не успешным, отключится Q5, и действием АВР будет выключен выключатель QB. Таким образом, электроснабжение потребителя не нарушится. При необходимости ревизии выключателя Q3 включаются разъединители QS4 и QS5 в перемычке, через которую осуществляется переток транзитной мощности. Схема на рисунке 1 применяется на напряжениях 35 – 220 кВ при мощности трансформаторов до 125 МВ.А включительно.

Таким образом описанная выше главная схема электрических соединений ПС вполне удовлетворяет всем требованиям данного проекта с учетом способа присоединения к системе электроснабжения, наличия потребителей первой и второй категорий.

Однако в качестве схемы внешнего электроснабжения применяем схему два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Неавтоматическая перемычка содержит два разъединителя QS2, QS3.

«В нормальном режиме один из разъединителей перемычки должен быть отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии (W1 или W2) релейной защитой отключаются обе линии, нарушая электроснабжение всех ПС, присоединенных к этим линиям» [19, 21].

В рассматриваемой схеме трансформатор соединен с линией выключателем (Q1, Q2 соответственно). При аварии в линии отключаются выключатели и выводят из работы трансформаторы. При ремонте одной линии осуществляется перевод всей нагрузки на другой трансформатор.

Преимущество данной схемы заключается в простоте и наглядности схемы, электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны. Как следствие, минимизированы отказы по вине персонала.

Выводы по разделу

В данном разделе был сделан выбор главной схемы электрических соединений. Выбрана типовая схема 110-4Н согласно [18, 20].

4 Расчет токов короткого замыкания

При расчётах токов КЗ принимаются допущения [3]:

- все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки КЗ работают одновременно с номинальной нагрузкой;
- КЗ наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение;
- ЭДС всех источников совпадают по фазе;
- не учитываются ёмкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушных и кабельных сетях;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- сопротивление места КЗ считается равным нулю;
- расчётные напряжения каждой ступени принимаются на 5% выше номинального напряжения сети;
- напряжение источников питания остаются неизменным.

«Токоведущие части со стороны 110кВ выполняем гибкими проводами.

Сечение выбираем по экономической плотности тока $J_э = 1,1 \text{ А/мм}^2$ при $T_{max} = 3000 - 5000 \text{ ч}$ для неизолированных шин и проводов из алюминия:

$$q_э = \frac{I_H}{J_э}, \quad (16)$$

где I_H – ток нормального режима, без перегрузок, А;

$J_э$ - нормированная плотность тока, А/мм²» [15].

Ток нормального режима вычислим по формуле:

$$I_H = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (17)$$

$$I_H = \frac{6713}{\sqrt{3} \cdot 110} = 35 \text{ А},$$

$$q_э = \frac{35}{1,1} = 31,82 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение АС-35/6,2; $I_{доп} = 175 \text{ А}$.

На рисунке 2 приведены расчетная схема и схема замещения ПС «Александровка».

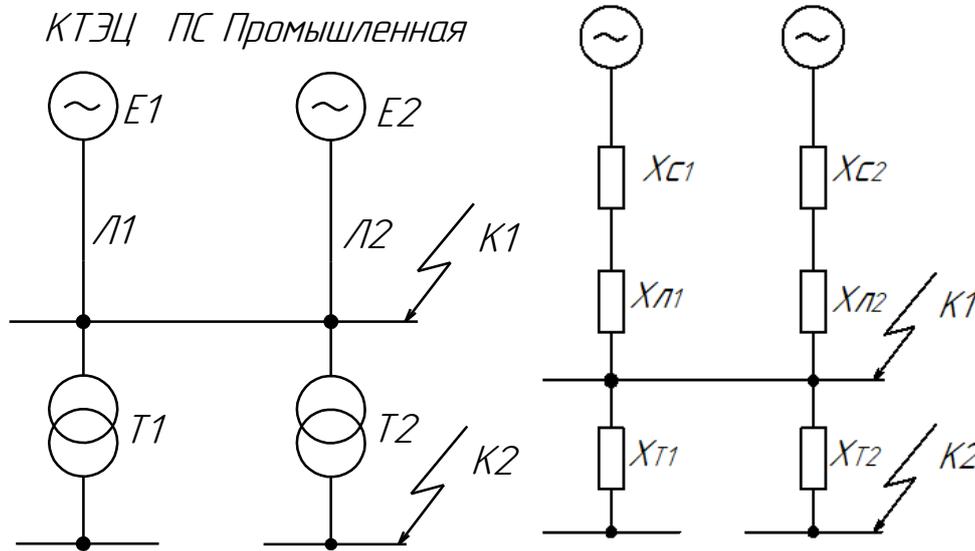


Рисунок 2 – Расчетная схема и схема замещения ПС «Александровка»

Исходные данные для расчета:

T1 и T2: трансформатор ТМН-6300/110: $S_{ном}=6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_k = 10,5\%$ [1].

«Л1: одноцепная ВЛ с проводом АС-35/6,2: $x_0=0,4 \text{ Ом/км}$, $L=11,3 \text{ км}$.

Л2: одноцепная ВЛ с проводом АС-35/6,2: $x_0=0,4 \text{ Ом/км}$, $L=7,5 \text{ км}$.

Определим параметры схемы замещения при приближенном приведении в относительных единицах.

Токи КЗ в максимальном режиме:

– на шинах КТЭЦ $I_{кз}^{max} = 11600 \text{ А}$;

– на шинах ПС «Промышленная» $I_{кз}^{max} = 4815 \text{ А}$.

Сопротивление систем в относительных единицах» [3]:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_6}, \quad (18)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11,6 \cdot 115} = 0,43 \text{ о. е.},$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,815 \cdot 115} = 1,04 \text{ о. е.}$$

Сопротивление воздушных линий:

$$X_{л} = x_0 \cdot l_{\text{вл}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (19)$$

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 11,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,34 \text{ о. е.},$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 7,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,23 \text{ о. е.}$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{т1} = X_{т2} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (20)$$

$$X_{т1} = X_{т2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,67 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий:

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ}}} = \frac{1}{X_{c1} + X_{л1}} + \frac{1}{X_{c2} + X_{л2}}, \quad (21)$$

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ}}} = \frac{1}{0,43 + 0,34} + \frac{1}{1,04 + 0,23} = 2,086,$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{2,086} = 0,479 \text{ о. е.}$$

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (22)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Определим ток КЗ на стороне ВН в точке К1.

«Ток КЗ в точке К1 (периодическая составляющая $I_{пт}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания и равной ее начальному значению $I_{п0}$):

$$I_{К1} = I_{п0} = I_{пт} = \frac{E_{ЭКВ} \cdot I_{б}}{X_{ЭКВ}}, \quad (23)$$

$$I_{К1} = I_{п0} = I_{пт} = \frac{1 \cdot 5020}{0,479} = 10480 \text{ А.}$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{К1}, \quad (24)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10480 = 26678 \text{ А.}$$

где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент.

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_{К1} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (25)$$

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 10480 \cdot e^{-0,06/0,05} = 4464 \text{ А.}$$

где $T_a = 0,05$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В величина» [2].

«Рабочий ток в утяжеленном режиме» [16]:

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (26)$$

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,28 \text{ А.}$$

«Ток КЗ в точке К2 (шины 10 кВ)» [3]:

$$I_{K2} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{E_{\text{ЭКВ}} \cdot I_6}{X_{\text{ЭКВ}} + X_{T1}} \cdot k_{\text{тр}},$$
$$I_{K2} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{1 \cdot 5020}{0,479 + 16,67} \cdot \frac{115}{11} = 3060 \text{ А.}$$

«Ударный ток КЗ в точке К2» [2]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2}, \quad (27)$$
$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3060 = 7789 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\text{ат}2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (28)$$
$$i_{\text{ат}1} = \sqrt{2} \cdot 3060 \cdot e^{-0,06/0,05} = 1303 \text{ А.}$$

Мощность трёхфазного КЗ:

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{П0}, \quad (29)$$
$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 3,06 = 58,3 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

«Рабочий ток в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 442,9 \text{ А.}$$

Рассчитаем токи КЗ в минимальном режиме.

Токи КЗ в минимальном режиме:

- на шинах Курганской ТЭЦ $I_{\text{кз}}^{\text{min}} = 5800 \text{ А}$;
- на шинах ПС «Промышленная» $I_{\text{кз}}^{\text{min}} = 2410 \text{ А}$;

Примем базисную мощность $S_B = 1000 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, за базисное напряжение принимаем среднее номинальное напряжение $U_B = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление систем в относительных единицах» [2]:

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}, \quad (30)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 5,8 \cdot 115} = 0,87 \text{ о. е.},$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,41 \cdot 115} = 2,08 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий:

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ}}} = \frac{1}{X_{c1} + X_{л1}} + \frac{1}{X_{c2} + X_{л2}}, \quad (31)$$

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ}}} = \frac{1}{0,87 + 0,34} + \frac{1}{2,08 + 0,23} = 1,259,$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{1,259} = 0,794 \text{ о. е.}$$

«Определим ток КЗ в точке К1 (шины 110 кВ).

Ток КЗ в точке К1» [2]:

$$I_{K1} = \frac{E_{\text{ЭКВ}} \cdot I_B}{X_{\text{ЭКВ}}}, \quad (32)$$

$$I_{K1} = \frac{1 \cdot 5020}{0,794} = 6322 \text{ А.}$$

«Определим ток КЗ в точке К2 (шины 10 кВ).

Ток КЗ в точке К2» [3]:

$$I_{K2} = I_{\Pi 0} = I_{\Pi t} = \frac{E_{\text{ЭКВ}} \cdot I_B}{X_{\text{ЭКВ}} + X_{T1}} \cdot k_{\text{тр}}, \quad (33)$$

$$I_{K2} = I_{\Pi 0} = I_{\Pi t} = \frac{1 \cdot 5020}{0,794 + 16,67} \cdot \frac{115}{11} = 3005 \text{ А.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет токов КЗ

П а р а м е т р	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Т о ч к а К	Т о ч к а К	Точка К1	Точка К2
И к з	1 0 4 8 0 А	3 0 6 0 0 А	6322 А	3005 А
і у д	2 6 6 7 8 А	7 7 8 9 А		
і а t	4 4 6 4 А	1 3 0 3 А		

Выводы по разделу.

Снижение токов КЗ не требуется, в следующем разделе необходимо выбрать силовое электрооборудования ПС по полученным значениям токов КЗ ($I_{откл.ном}=40$ кА для ВН и $I_{откл.ном}=12,5$ кА для НН).

5 Выбор оборудования и электрических аппаратов

5.1 Выбор силового электрооборудования

Для надежного электроснабжения потребителей, необходимо установить соответствующее силовое электрооборудование [23]. Для этого следует рассчитать перечень параметров. Сначала необходимо рассчитать токи.

Ток и расчетное сечение со стороны ВН:

$$I_H = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (34)$$

$$I_H = \frac{6713}{\sqrt{3} \cdot 110} = 35 \text{ А}$$

$$q_{\text{э}} = \frac{I_H}{J_{\text{э}}} \quad (35)$$

$$q_{\text{э}} = \frac{35}{1,1} = 31,82 \text{ мм}^2.$$

«где I_H – ток нормального режима, без перегрузок, А;

$J_{\text{э}}$ – нормированная плотность тока, А/мм²» [9].

Принимаем сечение АС-35/6,2; $I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$.

«Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (36)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, мм» [9].

«Напряженность электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} \quad (37)$$

где U – линейное напряжение, $U = 110$ кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, мм;

при горизонтальном расположении фаз $D_{\text{ср}} = 1,26D$;

D – расстояние между соседними фазами, мм» [9].

«Провода не будут коронировать, если наибольшая напряжённость поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$ » [9].

Получаем условие образования короны:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{3,34}} \right) = 37,7 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{3,34 \cdot \lg \frac{378}{3,34}} = 29,97 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 29,97 \leq 0,9 \cdot 37,7;$$

$$32,07 \leq 33,93 .$$

Провод АС-35/6,2 по условиям короны проходит.

«Выбор высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока необходимо производить по значениям токов КЗ, а также по значениям номинального тока» [17, 20, 22].

«Выбор трансформаторов напряжения выполняется с применением значения расчетной полной мощности подключенных ко вторичной обмотке приборов измерения и учета» [10].

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_K = \left(I_{к.мах}^{(3)} \right)^2 (t_{откл} + T_a), \quad (38)$$

$$B_K = 0,822^2 \cdot (0,2 + 0,06) = 0,174 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчетные и каталожные данные для выбранного оборудования представим в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные выключателей стороны ВН и НН

Сравниваемые параметры	Расчетные данные	Силовой выключатель ВН	Силовой выключатель НН
Маркировка оборудования		ВГТ-110 Ш-40/3150 УХЛЗ	ВВ-TEL-10-12,5/630
$U_{уст}$	110 кВ	110 кВ	10 кВ
$I_{раб.тяж}$	44,28 А	3150 А	630 А
$i_{а.т}$	1,303 кА	40 кА	2,1 кА
$I_{п.0}$	10,48 кА	30 кА	12,5 кА
i_y	26,678 кА	76 кА	32 кА
B_K	0,174 кА ² с	768 кА ² с	1600 кА ² с

Таблица 11 – Расчетные и каталожные данные разъединителей и трансформаторов тока ВН

Сравниваемые параметры	Расчетные данные	Разъединитель	Трансформатор тока
Маркировка оборудования		РПД-110	ТФНД-110 50/5
$U_{уст}$	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.тяж}$	44,28 А	1600 А	50 А
$i_{а.т}$	1,303 кА	–	–
$I_{п.0}$	10,48 кА	–	–
i_y	26,678 кА	102 кА	150 кА
B_K	0,174 кА ² с	40 кА ² с	1874 кА ² с
r_2	0,63 Ом	–	1,2 Ом

Проведем проверку трансформатора тока по вторичной нагрузке.
Рассчитаем сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (39)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

«Вторичная номинальная нагрузка:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2}, \quad (40)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{6+5+5,5}{5^2} = 0,66 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт.}} \quad (41)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,66 - 0,24 - 0,1 = 0,32 \text{ Ом.}$$

Для ПС применяем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 60 м, трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$, тогда» [5]:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l}{r_{\text{приб}}}, \quad (42)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{0,32} = 9,19 \text{ мм}^2.$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ 2х10:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{10} = 0,29 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,24 + 0,29 + 0,1 = 0,63 \text{ Ом.}$$

Расчет трансформаторов тока и разъединителей на стороне НН проводим аналогично.

5.2 Структура КРУ

Все фидерные ячейки состоят из отсека выключателя (А), отсека сборных шин (В), отсека кабельных подключений (С), нижний канала разгрузки давления (D), системы разгрузки давления для отсека выключателя (Е) и отсека нулевого напряжения (F). Отсек выключателя и отсек сборных шин заполнены газом (рисунок 3). Газовые контакты между этими двумя отсеками или с газовыми отсеками примыкающих ячеек отсутствуют [26].

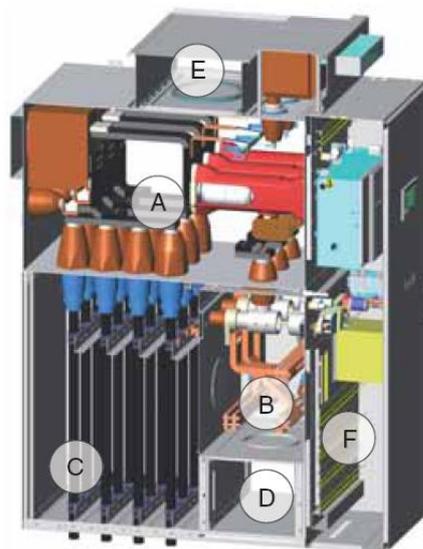


Рисунок 3 – Конструкция ячейки

Автоматизированная система диагностики и контроля (СДК) элегазовых комплектных распределительных устройств. Для контроля давления,

температуры и плотности элегаза в объемах КРУЭ, учета механического и коммутационного ресурса выключателей, контроля привода выключателей и других параметров применяются СДК, позволяющих оценить состояние оборудования КРУЭ и прогнозировать его исправность [11].

СДК имеет модульную структуру. Один модуль предназначен для оборудования одной ячейки с возможностью объединения на информационном уровне всех элегазовых ячеек.

Далее перечислим выполняемые функции.

Контроль состояния элегаза:

- давление в пределах 2,2...1,0 кГц/см²;
- температура в пределах – 5 до +600°С;
- плотность элегаза в пределах 11...60 г/дм³;

Учет ресурса выключателей:

- учет механического ресурса;
- учет остаточного и отработанного ресурса выключателей как при включениях, так и отключениях.

Контроль привода выключателей:

- изменение хода штока привода;
- время срабатывания привода;
- скорость штока привода;
- контроль токов электромагнитов включения и отключения привода;

Подача аварийных и предупредительных сигналов;

Цифровое осциллографирование аварийных процессов;

Контроль положения высоковольтных аппаратов.

Проведем анализ состава СДК:

Система первичных датчиков:

- датчик избыточного давления элегаза в объемах КРУЭ;
- датчик температуры элегаза;
- датчик перемещения привода выключателей;
- датчики тока и напряжения;

– датчики положения высоковольтных аппаратов.

Микропроцессорный модуль сбора и обработки информации от датчиков на базе mPC фирмы «Octagon Systems». Содержит символьный дисплей и функциональную клавиатуру для отображения контролируемых параметров.

ЭВМ диспетчера ПС, предназначенная для:

- сбора информации от модулей ячеек КРУЭ;
- отображение полученной информации на экране дисплея в виде таблиц, графиков, мнемосхем.
- выдачи предупредительных сигналов при обнаружении предаварийного состояния аппаратуры;
- передачи параметров на уровень диспетчера по локальной сети.

Внедрение СДК на ПС позволяет:

- осуществить автоматическое прогнозирование состояния оборудования с обнаружением дефектов в начальной стадии их развития;
- снизит численность или исключить вообще оперативный персонал обслуживания.

Автоматизированная СДК элегазовых комплектных распределительных устройств представлена на чертеже.

Выводы по разделу

Выбраны и проверены коммутационные аппараты и измерительные трансформаторы на стороне ВН и НН. Выбранное оборудование соответствует требуемым параметрам.

6 Расчет заземления

Согласно ПУЭ (п. 1.7.53) и [12] при выполнении заземляющего устройства с соблюдением требований, предъявляемых к его напряжению прикосновения, дополнительно выполнены следующие требования:

- заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле прокладываются на глубине не менее 0,3м;
- вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители (в четырех направлениях).

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, проложены продольные и поперечные горизонтальные заземлители, соединенные между собой в заземляющую сетку. Расстояние между полосами должно быть не более 30 м.

За расчетную длительность воздействия принято:

$$\begin{aligned}\tau_B &= t_{P3} + t_{\text{отк.в}}, \\ \tau_B &= 0,16 + 0,06 = 0,22 \text{ с},\end{aligned}\tag{43}$$

где t_{P3} – время действия релейной защиты, $t_{P3}=0,16$ с [1].

$t_{\text{отк.в}}$ – полное время отключение выключателя, $t_{\text{отк.в}} = 0,06$ с.

При этом наибольшее допустимое напряжение прикосновения составит $U_{\text{ПР}} = 200$ В.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока со ступней на землю:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{С}}},\tag{44}$$

$$\beta = \frac{1000}{1000+1,5 \cdot 180} = 0,787.$$

Определим коэффициент прикосновения:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (45)$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,62 \cdot 0,787}{\left(\frac{5 \cdot 848}{5 \cdot \sqrt{2394}}\right)^{0,45}} = 0,126$$

где M – коэффициент, зависящий от p_1/p_2 , $p_1, M = 0,62$;

l_B – длина вертикальных заземлителей, $l_B = 5$ м;

L_{Γ} – длина горизонтальных заземлителей, $L_{\Gamma} = 10 \cdot 36 + 8 \cdot 61 = 848$ м;

S – площадь контура заземления, $S = 38 \cdot 63 = 2394$ м²;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, $a=5$ м;

Определим потенциал на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\Pi}}, \quad (46)$$

$$U_3 = \frac{200}{0,126} = 1587,3 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (47)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{1587,3}{3668} = 0,43 \text{ Ом,}$$

где I_3 – ток однофазного КЗ, $I_3 = 3,668$ кА.

Реальную площадь заземлителя заменяем расчетной квадратной моделью со стороной:

$$\sqrt{S} = 48,93 \text{ м.}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (48)$$
$$m = \frac{848}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,6.$$

Принимаем $m = 8$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (49)$$
$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,7 \text{ м}$$

Сторона ячейки:

$$b = \sqrt{S}/m, \quad (50)$$
$$b = \sqrt{2394}/10 = 6,1 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (51)$$
$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2394}}{5} = 39,1 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_{\text{в}} = 39$ шт.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_{\text{в}} = l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}, \quad (52)$$
$$L_{\text{в}} = 5 \cdot 39 = 195 \text{ м.}$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B+t}{\sqrt{S}}, \quad (53)$$
$$\frac{5+0,8}{48,93} = 0,119.$$

Тогда переходный коэффициент:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B+t}{\sqrt{S}} \right), \quad (54)$$
$$A = (0,385 - 0,25 \cdot 0,119) = 0,355.$$

Эквивалентное удельное сопротивление $\rho_{\text{э}} = 1,13 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [13]. Общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + n_B l_B}, \quad (55)$$
$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{1,13}{48,93} + \frac{1,13}{848+39 \cdot 5} = 0,0092 \text{ Ом} = 0,01 \text{ Ом}.$$

Полученное значение R_3 меньше $R_{3,\text{доп}}$. Следовательно, условие выполняется.

Выводы по разделу.

Заземляющее устройство ПС выполним электродами из стали круглой формы диаметром 12 мм, длиной 5 м, расположенными на глубине 0,8 м от поверхности земли на расстоянии 5 м друг от друга и соединенными между собой в контур стальным прутком диаметром 12 мм. Все оборудование ПС и ограда присоединяется к контуру заземления не менее чем в 2-х местах.

7 Расчет молниезащиты

Защита электрооборудования ПС от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов.

Защита оборудования ПС от набегающих волн перенапряжений осуществляется грозотросами.

Расчет зон защиты молниеотводов, согласно ПУЭ п.7.3.142, будем проводить на основании «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87».

Определяем среднегодовую продолжительность гроз, которая составляет для Курганской области 40-60 ч.

Для зданий и сооружений прямоугольной формы, расчёт количества поражений молнией определяется по формуле:

$$N = [(S + 6h) \cdot (L + 6h) - 7,7h^2] \cdot n \cdot 10^{-6} \quad (56)$$

$$N = [(36 + 6 \cdot 5,5) \cdot (61 + 6 \cdot 5,5) - 7,7 \cdot 5,5^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,025.$$

где h – наибольшая высота здания или сооружения, $h = 5,5$ м;

S, L – соответственно ширина и длина здания или сооружения, $S = 36$ м, $L = 61$ м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км земной поверхности (удельная плотность, ударов молнии в землю) в месте нахождения здания или сооружения, $n = 4$.

Категория молниезащиты 2, тип зоны защиты при использовании стержневых молниеотводов – Б.

Многократный стержневой молниеотвод. Зона защиты многократного стержневого молниеотвода (рисунок 4) определяется как зона защиты попарно взятых соседних стержневых молниеотводов высотой $h \leq 150$ м.

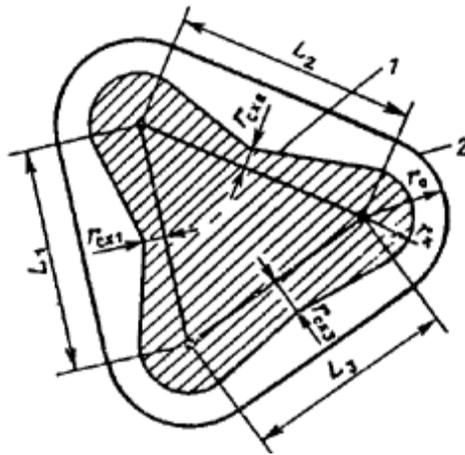


Рисунок 4 – Зона защиты многократного стержневого молниеотвода

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м. Торцевые области зоны защиты определяются как зоны одиночных стержневых молниеотводов, габаритные размеры которых h_0 , r_0 , r_{x1} , r_{x2} определяются по формулам:

$$h_0 = 0,92h;$$

$$r_0 = 1,5h;$$

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

где h – высота молниеотвода;

h_x – горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого сооружения.

Зона Б:

$$H_1 = 32,7 \text{ м};$$

$$h_2 = 19,9 \text{ м};$$

$$h_3 = 19,9 \text{ м};$$

$$h_x = 8 \text{ м}.$$

$$r_{x1} = 1,5 \cdot \left(32,7 - \frac{8}{0,92} \right) = 36 \text{ м};$$

$$r_{x2} = 1,5 \cdot \left(19,9 - \frac{8}{0,92}\right) = 16,8 \text{ м};$$

$$r_{x3} = 1,5 \cdot \left(19,9 - \frac{8}{0,92}\right) = 16,8 \text{ м}.$$

$$r_{01} = 1,5 \cdot 32,7 = 49,05 \text{ м};$$

$$r_{02} = 1,5 \cdot 19,9 = 29,85 \text{ м};$$

$$r_{03} = 1,5 \cdot 19,9 = 29,85 \text{ м}.$$

$$h_{01} = 0,92 \cdot 32,7 = 30,1 \text{ м};$$

$$h_{02} = 0,92 \cdot 19,9 = 18,3 \text{ м};$$

$$h_{03} = 0,92 \cdot 19,9 = 18,3 \text{ м}.$$

Расчёт молниеотводов М2 – М3. Внутренние области зон защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габаритные размеры (молниеотводы имеют одинаковую высоту).

Зона Б:

при $h < L \leq 6h$

$$h_{\tau} = h_0 - 0,14(L - h);$$

$$h_{c2} = h_{c3} = 18,3 - 0,14 \cdot (43,6 - 19,9) = 14,98 \text{ м};$$

$$r_c = r_0;$$

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c};$$

$$r_{cx} = 29,85 \cdot \frac{(14,98 - 8)}{14,98} = 13,91 \text{ м}.$$

Расчёт молниеотводов М1 – М3.

Зона защиты двух стержневых молниеотводов $h \leq 150$ м приведена на рисунке 5.

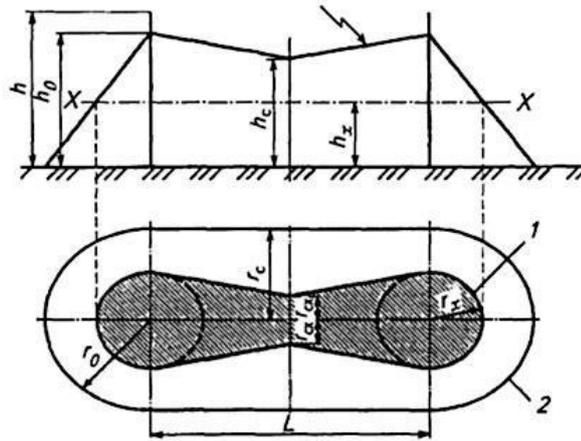


Рисунок 5 – Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты

Габаритные размеры торцевых областей зон защиты определяются по формулам как для зон защиты обоих типов одиночного стержневого молниеотвода. Габаритные размеры внутренней области зоны защиты определяются по формулам:

Зона Б:

$$h_{c1} = 30,1 - 0,14 \cdot (68 - 32,7) = 25,2 \text{ м};$$

$$h_{c2} = 18,3 - 0,14 \cdot (68 - 19,9) = 11,6 \text{ м};$$

$$h_{c1} = \frac{25,2+11,6}{2} = 18,1 \text{ м};$$

$$h_{c3} = \frac{18,1+11,6}{2} = 14,85 \text{ м};$$

$$r_c = \frac{49,05+29,85}{2} = 39,45 \text{ м};$$

$$r_{cx} = 39,45 \cdot \frac{(18,4-8)}{18,4} = 22,3 \text{ м}.$$

Расчёт молниеотводов М1 и М3 аналогичен расчёту М1 и М2.

Выводы по разделу.

В результате расчетов была принята схема молниезащиты с тремя молниеотводами. Зона молниезащиты полностью покрывает территорию ПС.

Заключение

В данной ВКР разработан проект ПС «Александровка» 110/10 кВ для электроснабжения новых микрорайонов г. Кургана.

Основными потребителями микрорайона являются административные и общественные здания. Суммарная нагрузка потребителей питаемых ПС «Александровка» 110/10 кВ составила 6713,11 кВА. Внутрирайонное электроснабжение осуществляется с помощью 12 ПС с трансформаторами мощностью 630 кВА.

На ПС «Александровка» 110/10 кВ приняты к установке два трансформатора ТМН-6300/110. ПС выполняется по схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой» по схеме 110-4Н.

На последующем этапе были рассчитаны токи КЗ. В качестве расчетных точек взяты точка К1 на стороне ВН (110 кВ) и точка К2 на стороне НН (10 кВ). Расчеты токов КЗ проведены для максимального и минимального режимов.

Для выбора силовых выключателей, трансформаторов напряжения и тока были использованы рассчитанные токи КЗ для максимального режима, рассчитаны токи термической и электродинамической стойкостей.

На стороне НН были установлены две системы шин К1 и К2 и произведена установка ячеек КРУ D12-Р. На отходящих линиях устанавливаем элегазовые выключатели LF-10. Секционный выключатель тоже LF-10. При выборе силового электрооборудования были рассмотрены различные типы оборудования и выбраны те, которые удовлетворяют как в рабочем, так и в аварийном режимах.

На завершающем этапе проектирования проведены мероприятия по обеспечению стабильной и безопасной работы ПС: рассчитана молниезащита и система заземление ПС. В итоге, система заземления и молниезащиты соответствует установленным требованиям нормативных и технических документов.

Список используемых источников

1. ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия [Электронный ресурс] : утв. приказом №60-ст от 09.04.2007. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200050072> (дата обращения: 11.09.2023).
2. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Москва. 2007.
3. Ерошенко С.А. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах: учебное пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2019. 108 с.
4. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]: Свод правил 52.13330.2016. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 утв. Приказом Минстроя России от 07.11.2016 N 777/пр. URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 11.09.2023).
5. Захаров В.А. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Екатеринбург: УрФУ, 2018. 236 с.
6. Земцов А.И. Проектирование главной понизительной подстанции предприятия: учебное пособие. Самара: СамГТУ, 2015. 102 с.
7. Инструкция по проектированию городских электрических сетей [Электронный ресурс] : Руководящий документ 34.20.185-94 утв. приказом №213 от 07.07.1994. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200004921> (дата обращения: 11.09.2023).
8. Кокин С.Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса. Екатеринбург: УрФУ, 2018. 196 с.
9. Коломиец Н.В. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2017. 146 с.
10. Кузнецов Ф.Д. Техническое обслуживание измерительных трансформаторов тока и напряжения: учебное пособие. Москва: НЦ ЭНАС, 2016. 201 с.

11. Наедин В.Ф. Релейная защита и автоматика: учебное пособие. Архангельск: САФУ, 2015, 98 с.
12. Наумова Т.В. Расчет защитного заземления: учебное пособие. Москва: МГТУ, 2010, 21 с.
13. Петухов С.В. Расчёт заземляющего устройства: учебное пособие. Архангельск: САФУ, 2011, 22 с.
14. Пилипенко О.И. Выбор силовых трансформаторов: учебное пособие. Оренбург: ОГУ, 2003. 15 с.
15. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. 104 с.
16. Самолина О.В. Релейная защита: практикум / О.В. Самолина, В.В. Вахнина. Тольятти : ТГУ, 2023. 58 с.
17. Сипайлова Н.Ю. Электрические и электронные аппараты: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2014. 236 с.
18. СТО 56947007 29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. ОАО «ФСК ЕЭС»: Москва, 2007. 132 с.
19. СТО 56947007-29.130.10.095-2011. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации. ОАО «ФСК ЕЭС»: Москва, 2011. 28 с.
20. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Стандарт организации. ОАО «ФСК ЕЭС»: Москва, 2010. 128 с.
21. Яковлев В.Н. Разъединители высоковольтные и приводы. Самара: СамГУПС, 2003. 35 с.
22. Dadfar S. Augmenting protection coordination index in interconnected distribution electrical grids: Optimal dual characteristic using numerical relays. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, №131, 2021. P. 107-115.

23. Dessouky S.S. Insulation performance enhancement of aged current transformers using nanofluids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, №126, 2021. P. 2221-2233.

24. Ming Z. A novel series switch module in high-voltage applications. *Fusion Engineering and Design*, №146, 2019. P. 2618-2623.

25. Qun Q. Sliding mode controller-based switched-capacitor-based high DC gain and low voltage stress DC-DC boost converter for photovoltaic applications. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, №125, 2019. p. 1501-1510.

26. Hussain S. Vulnerabilities and countermeasures in electrical substations. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, №33, 2021. P. 100-108.