

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 Реконструкция системы электроснабжения северо - западного
района Комсомольского района г.о. Тольятти

Студент

И.С. Сиволобов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Е. Бурмутаев

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

Тольятти 2020

Аннотация

В настоящей бакалаврской работе рассмотрению подлежит система электроснабжения (в части источника питания), которая обеспечивает электрической энергией северо-западный микрорайон Комсомольского района городского округа (далее по тексту г.о.) Тольятти.

Основным источником питания системы электроснабжения северо-западного микрорайона служит электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ, которая и является объектом бакалаврской работы.

Результат бакалаврской работы - реконструированная электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ (только электрическая часть). Принятые решения по реконструкции позволят с высокой степенью надежности обеспечивать электроэнергией всех потребителей.

Требуемый результат достигнут благодаря проведению тщательного анализа существующего положения дел на электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ с последующей выдачей технических решений по реконструкции. Принятые технические решения удовлетворяют всем необходимым нормативно техническим требованиям по обеспечению надежности электроснабжения.

Структура бакалаврской работы:

- анализ существующей системы электроснабжения северо-западного микрорайона г.о. Тольятти (в части источника питания - электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ) с точки зрения надежности электроснабжения;

- электрические расчеты нагрузки подстанции «МИС» 110/10/6 кВ;

- выбор силовых трансформаторов и основного электрического оборудования подстанции «МИС» 110/10/6 кВ;

- расчет токов короткого замыкания электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ для выбора основного электрооборудования и расчета релейной защиты;

- расчет заземления и молниезащиты электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ.

Графический материал представлен следующими чертежами:

- генеральный план Комсомольского района г.о. Тольятти;
- генеральный план северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти;
- схема электрических соединений РП-6 РУ-6 кВ;
- план реконструкции РП-6 РУ-6 кВ;
- электрическая схема соединений терминала защиты «Сириус-21Л»;
- карта уставок релейной защиты РП-6 РУ-6 кВ.

Бакалаврская работа включает в себя 71 страницу текста и графические материалы, выполненные на 6 чертежах формата А1. Содержание бакалаврской работы включает в себя 8 рисунков, 15 таблиц, 31 библиографический источник.

Содержание

Введение.....	6
1 Краткая характеристика объекта бакалаврской работы и системы электроснабжения Комсомольского района г.о. Тольятти	8
1.1 Краткая характеристика электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ	8
1.2 Краткая характеристика системы электроснабжения северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти	9
2 Существующая загрузка электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ	11
3 Выбор силового трансформатора на подстанции «МИС» 110/10/6 кВ	18
3.1 Выбор типа, количества трансформаторов. Расчет мощности трансформаторов.....	18
3.2 Расчет. Трансформатор ТДТН–25000/110/10/6 кВА	19
3.3 Расчет. Трансформатор ТДТН–40000/110/10/6 кВА	23
3.4 Выбор окончательного варианта	24
4 Расчет необходимого силового кабеля для распределительной сети на примере распределительного пункта РП-6	25
4.1 Производство расчетов.....	26
5 Электрические нагрузки северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти.....	30
6 Расчет токов короткого замыкания электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6	31
7 Выбор основного электрооборудования электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6	40
7.1 Выбор электрооборудования подстанции «МИС» 110/10/6 кВ	41
7.1.1 Выбор выключателя 110 кВ	41
7.1.2 Выбор разъединителя 110 кВ.....	42

7.1.3	Выбор заземлителя нейтрали трансформатора 110 кВ	42
7.1.4	Выбор трансформатора тока 110 кВ	43
7.1.5	Выбор ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ.....	43
7.1.6	Выбор выключателя 6 кВ	44
7.1.7	Выбор трансформатора тока 6 кВ	44
7.1.8	Выбор трансформатора напряжения 6 кВ	46
7.1.9	Выбор ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ.....	47
7.2	Выбор электрооборудования РП-6.....	47
7.2.1	Выбор ячеек 6 кВ РП-6.....	48
8	Релейная защита электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6	50
8.1	Общее описание и предназначение релейной защиты.....	50
8.2	Релейная защита распределительного пункта РП-6.....	51
8.3	Краткое описание терминалов серии «Сириус 21», устанавливаемых в ячейки РП-6.....	52
8.3.1.	Защита вводных ячеек РП-6.....	52
8.3.2	Защита ячеек отходящих присоединение РП-6	52
9	Заземление электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и распределительного пункта РП-6.....	54
10	Молниезащита электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и распределительного пункта РП-6.....	55
	Заключение	57
	Список используемых источников.....	58
	Приложение А Расчет нагрузок ТП-18	63
	Приложение Б Расчет нагрузок ТП-184.....	64
	Приложение В Расчет кабелей 0,4 кВ для ТП-183 и ТП-184.....	66
	Приложение Г Расчет заземления электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ.....	68
	Приложение Д Расчет молниезащиты электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ.....	71

Введение

Самарская область это прогрессивный регион с высокой степенью урбанизации населения. Более 80 % от общего числа жителей области проживают в городах [1]. При этом более 85% населения от общего числа городских жителей Самарской области проживает в Самаре-Тольятти, причем на долю г.о. Тольятти приходится около 700 000 тысяч человек, из них 115 000 тысяч человек на Комсомольский район г.о. Тольятти [1, 25].

Промышленность играет не последнюю роль в Самарской области и по многообразию отраслей промышленности область занимает одно из ведущих мест в России. Из наиболее значимых отраслей можно отметить машиностроение (ОАО «АвтоВАЗагрегат»), металлообработка, химия (ПАО «ТольяттиАзот») и нефтехимия, электроэнергетика [1, 21].

Потребление электроэнергии в Самарской области населением и промышленными предприятиями растет непрерывно каждый год. Высокая плотность городского населения и наличие энергоемких предприятий предъявляет жесткие требования к надежности системы электроснабжения.

Согласно [1], в области, в частности также в Комсомольском районе г.о. Тольятти, наблюдается значительный износ производственных фондов предприятий электроэнергетики. Более 70 % трансформаторов на подстанциях 110 кВ имеют срок службы 26 лет и выше, что в некоторых случаях равно нормативному сроку службы, но в большинстве случаев превышает его [1].

Подстанция «МИС» 110/10/6 кВ, введенная в эксплуатацию в 1973 г., не исключение. Оборудование, эксплуатирующееся на подстанции, подверглось износу физическому и моральному. Данные обстоятельства не позволяют считать объект надежным, а, следовательно, делают невозможным увеличение нагрузки на электрическую подстанцию. В условиях быстроразвивающегося городского сектора возникает острая необходимость в проведении реконструкции для того, чтобы с достаточной степенью

надежности удовлетворять текущий спрос на электроэнергию и прогнозный на, как минимум, десятилетие вперед.

Сформулировать цель настоящей бакалаврской работы, учитывая вышеописанное, можно следующим образом – повышение надежности источника питания системы электроснабжения северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти путем проведения реконструкции электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ.

Для выполнения цели поставлены следующие задачи:

- 1) Анализ существующей ситуации и определение мероприятий по реконструкции;
- 2) Выполнение мероприятий по реконструкции, выражающееся в расчетах и выборе основного оборудования электрической подстанции;
- 3) Заключение о корректности проведенных мероприятий по реконструкции.

1 Краткая характеристика объекта бакалаврской работы и системы электроснабжения Комсомольского района г.о. Тольятти

1.1 Краткая характеристика электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ

Электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ расположена в Комсомольском районе г.о. Тольятти по адресу: ул. Громовой, здание № 35 а.

Ремонтно-эксплуатационное обслуживание электрической подстанции осуществляет АО «Объединенные региональные электрические сети - Тольятти» (АО «ОРЭС – Тольятти»).

Ввод электрической подстанции в эксплуатацию был произведен в 1973 году, подстанция находится в работе уже более 45-ти лет.

Площадь электрической подстанции в пределах периметра составляет около 6850 м² (Рисунок 1).

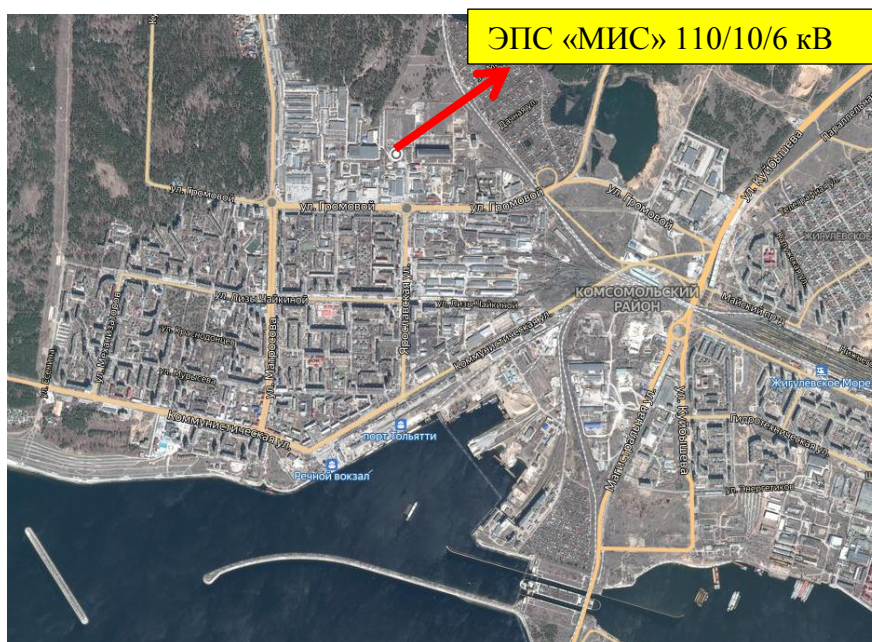


Рисунок 1 - Территориальное расположение электрической подстанции
«МИС» 110/10/6 кВ

Электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ питает потребителей всех категорий надежности электроснабжения, определенных ПУЭ [10]: первая I, вторая II и третья III.

Электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ получает питание по радиальной схеме [18] от электрической подстанции «Левобережная» 220/110/10 кВ (МЭС Волги) по двум одноцепным воздушным линиям (далее по тексту ВЛ): ВЛ 110 кВ «Левобережная – МИС» и отпайка от ВЛ 110 кВ «Левобережная – Комсомольская 4». Воздушные линии выполнены сталеалюминиевым проводом АС-120 [1].

По типу, рассматриваемая электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ относится к тупиковым [27].

Питание потребителей осуществляется кабельными линиями (далее по тексту КЛ) и ВЛ 6, 10 кВ.

По конструктивному исполнению распределительных устройств, электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ имеет две зоны: открытое распределительное устройство 110 кВ (далее по тексту ОРУ) и закрытое распределительное устройство 6, 10 кВ (далее по тексту ЗРУ).

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [11]. ЗРУ 6, 10 кВ выполнено по схеме № 10(6)-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» [11]. В настоящий момент на подстанции находятся в работе два трансформатора ТДТН-40000/110/10/6 кВ.

1.2 Краткая характеристика системы электроснабжения северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти

Система электроснабжения северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти получает питание от одного источника – электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ.

Система электроснабжения, как уже говорилось в п.1.1 настоящей

бакалаврской работы, обеспечивает питание потребителей трех категорий по надежности электроснабжения.

К первой категории относятся: автоматическая телефонная станция, ГБУЗ СО «Тольяттинская Городская Больница № 4», ряд центральных отопительных котельных Комсомольского района, завод по производству противопожарного оборудования ООО «ТЗПО».

Перерыв электропитания потребителей первой категории надежности электроснабжения допустим лишь на время восстановления питания, иначе, в случае потери питания, возможны тяжкие последствия, такие как:

- затвердевание массы, содержащейся в сталеплавильных печах, на предприятии ООО «ТЗПО» приведет их в полную негодность, из-за чего предприятию будет нанесен значительный материальный ущерб;

- для отопительных котельных, отключение питания грозит остановом двигателей, что в зимнее время приведет промерзанию тепловых сетей и отключению отопления, а это уже угроза жизни людей;

- для городской больницы отключение питания есть угроза жизни людей, которые живы благодаря аппаратуре жизнеобеспечения.

Ко второй категории относятся: речной порт Тольятти ОАО «Порт Тольятти», станции автозаправки. Данные потребители не так чувствительны к перерывам в электроснабжении, поэтому допускается прерывание на время выезда персонала для осуществления переключения.

Дома жилой застройки с электрическими плитами и лифтами, мелкие предприятия, относятся к третьей категории. Для данной категории потребителей перерыв в электроснабжении не несет никакой угрозы (если говорить о жизни людей) и допускается на период до 24 часов.

При наличии потребителей не допускающих перерыв в своей работе, ввиду возможной угрозы жизни людей, самым главным вопросом для системы электроснабжения становится вопрос обеспечения надежности электроснабжения. Очевидно, что существующая электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ устарела физически и морально.

2 Существующая нагрузка электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ

Производство расчетов для определения существующей нагрузки будет выполняться с учетом рекомендаций методического пособия [6], рекомендованного выпускающей кафедрой.

Выполнение вышеуказанных расчетов необходимо в целях выбора нового по мощности силового трансформатора на электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ (либо сохранение мощности существующего трансформатора).

С учетом рекомендаций [6], расчет необходимо производить на основании суточных графиков нагрузок и годовых графиков нагрузок электрической подстанции. Также учитывается перспектива увеличения потребляемой мощности.

Исходные данные для расчетов указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчетов

Наименование электрического присоединения	Способ передачи электроэнергии	Электрическое напряжение, В	Коэффициент мощности нагрузки, $\cos\varphi$
Фидер № 10 (ввод)	Кабельная линия	6000	0,92
Фидер № 44 (ввод)	Кабельная линия	6000	0,92
Фидер № 51 (ввод)	Кабельная линия	10 000	0,92
Фидер № 73 (ввод)	Кабельная линия	10 000	0,92
Нагрузка, учитываемая дополнительно	Кабельная линия	6000, 10 000	0,92

Далее будут показаны годовые графики нагрузок каждого из вводов низкого напряжения электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ.

Для каждого из вводов будет представлен свой, отдельный, годовой график нагрузки. Затем все графики будут суммированы для определения итоговой годовой нагрузки электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ.

Годовой график нагрузки фидера № 10 представлен на рисунке 2.

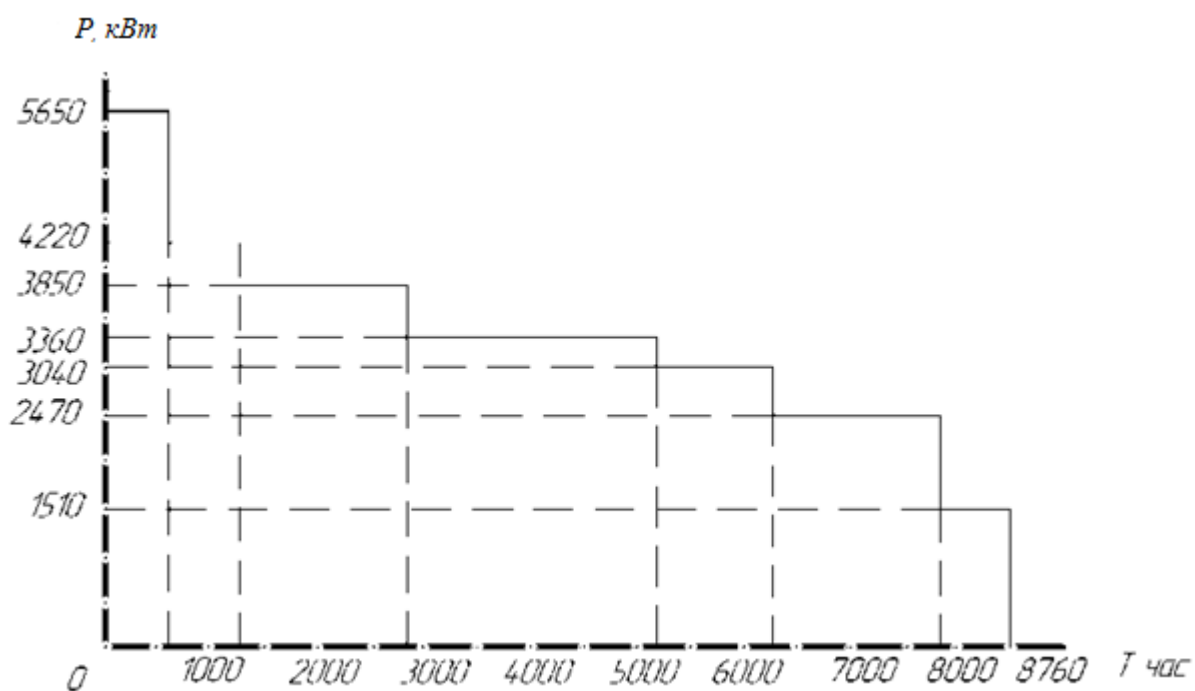


Рисунок 2 - Годовой график нагрузки фидера № 10

Годовой график нагрузки фидера № 44 представлен на рисунке 3.

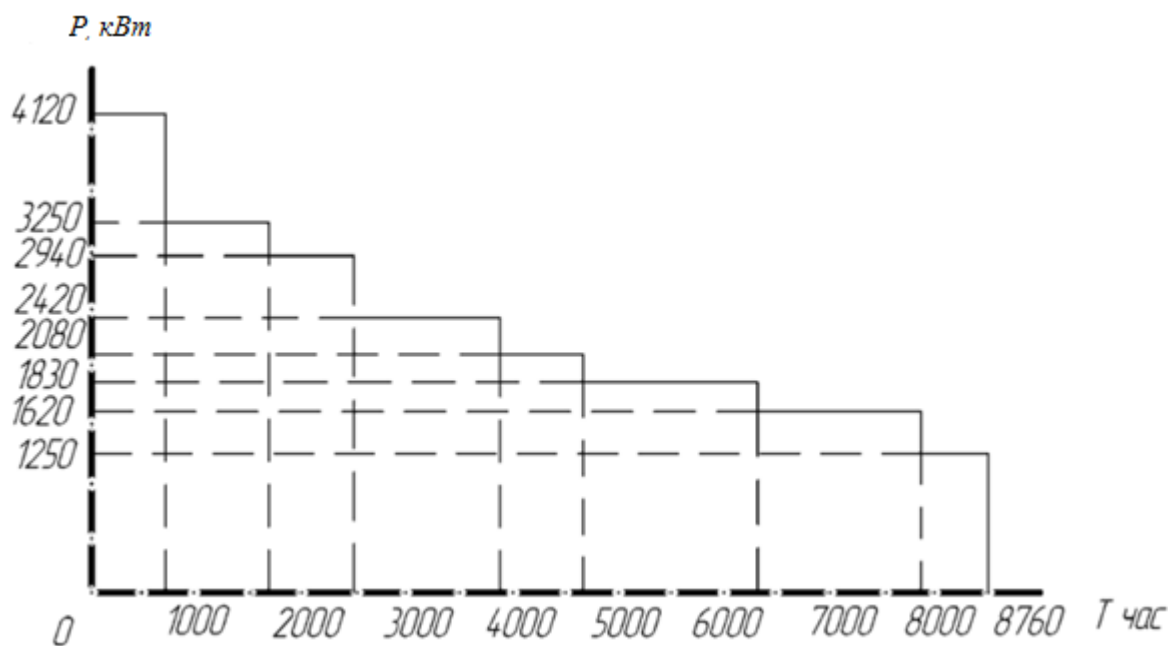


Рисунок 3 - Годовой график нагрузки фидера № 44

Годовой график нагрузки фидера № 51 представлен на рисунке 4.

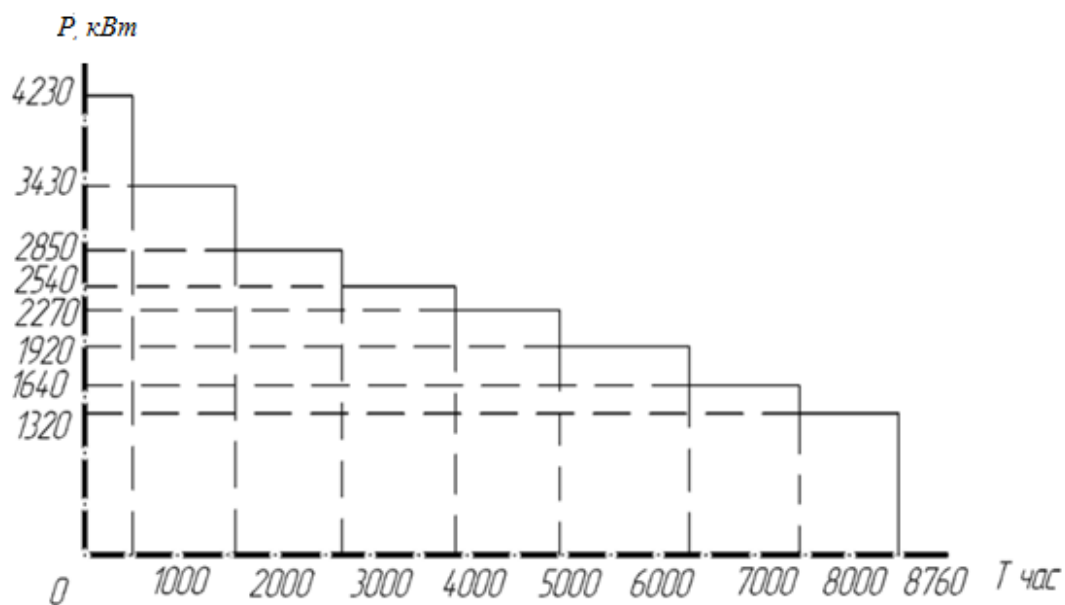


Рисунок 4 - Годовой график нагрузки фидера № 51

Годовой график нагрузки фидера № 73 представлен на рисунке 5.

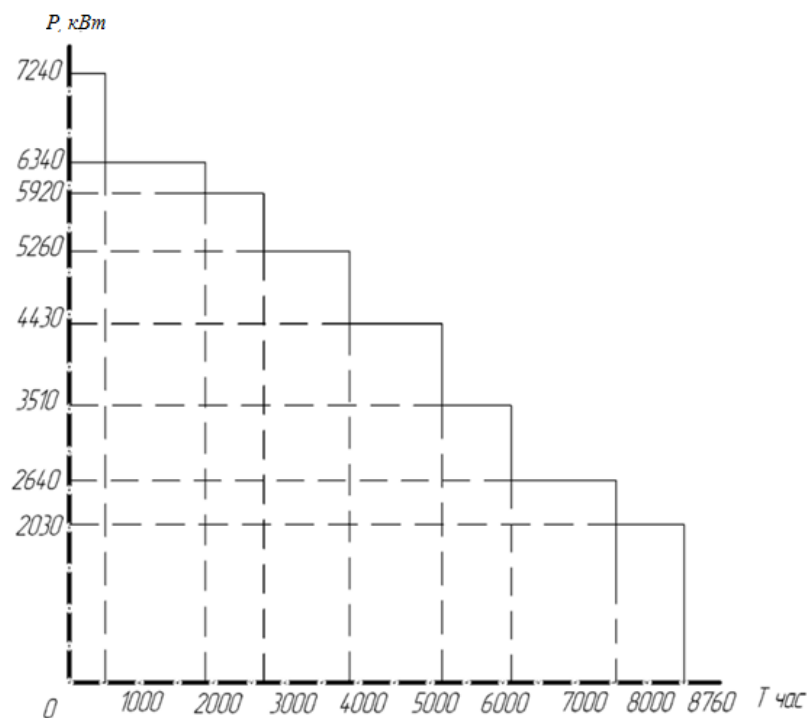


Рисунок 5 - Годовой график нагрузки фидера № 73

Годовой график нагрузки, учитываемой дополнительно, представлен на рисунке 6.

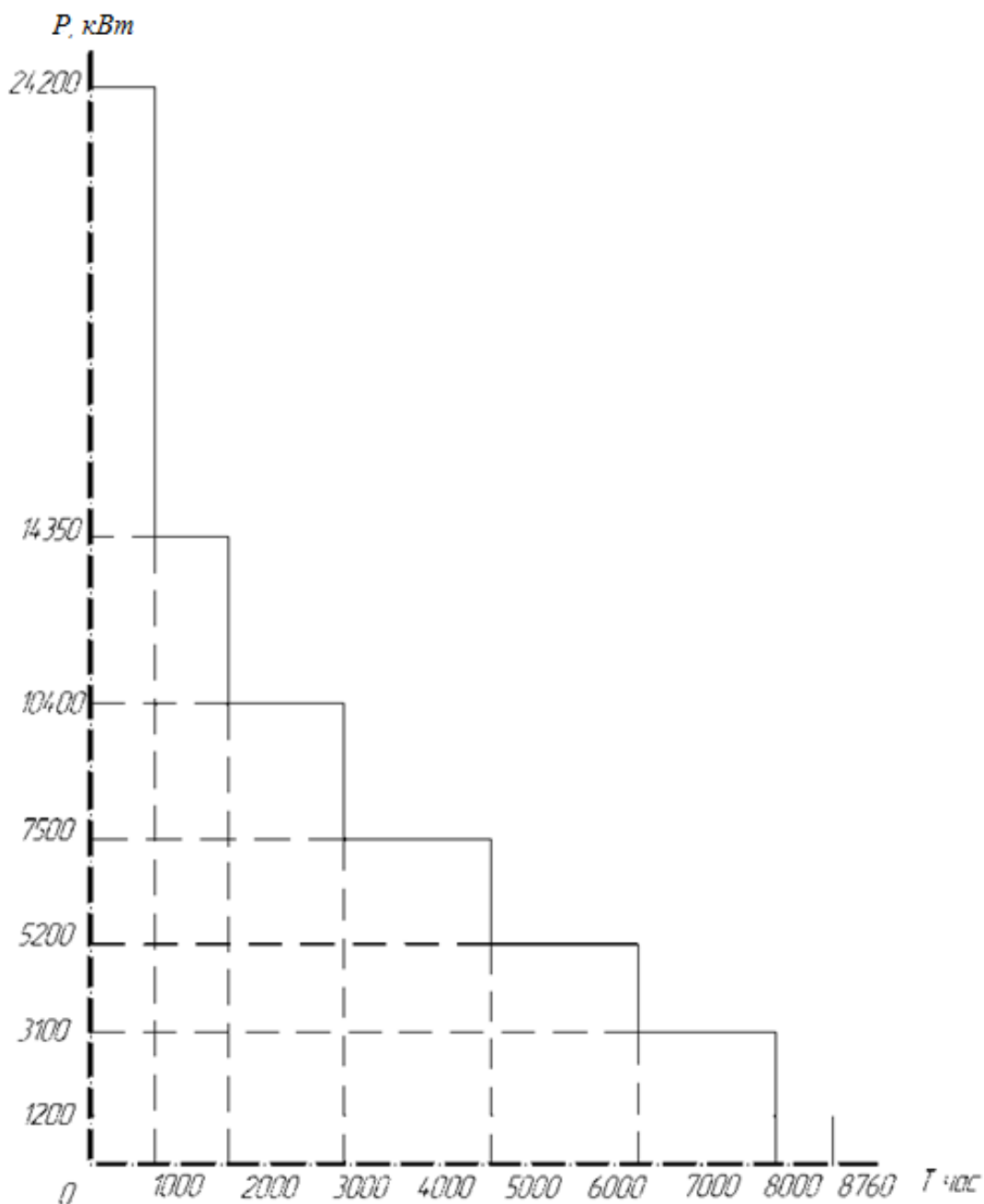


Рисунок 6 – Годовой график нагрузки, учитываемой дополнительно (суммарный)

Представленные выше годовые графики нагрузки учитывают активную мощность нагрузки. Для дальнейших расчетов необходимо произвести расчет полной мощности.

«Полную мощность S нагрузки можно рассчитать по следующей формуле:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad (1)$$

где P – максимальная потребляемая активная мощность отдельного потребителя, кВт» [6].

В соответствии с формулой (1) произведем расчет значений полных мощностей нагрузок всех фидеров. Расчет полной мощности фидеров № 10, 44, 51, 73, а также дополнительной нагрузки представлен далее:

$$S_{\Phi 10} = \frac{5650}{0,92} = 6141 \text{ кВА},$$

$$S_{\Phi 44} = \frac{4120}{0,92} = 4478 \text{ кВА},$$

$$S_{\Phi 51} = \frac{4230}{0,92} = 4598 \text{ кВА},$$

$$S_{\Phi 73} = \frac{7240}{0,92} = 7869 \text{ кВА},$$

$$S_{\Phi \text{ДН}} = \frac{24200}{0,92} = 26304 \text{ кВА}.$$

В целях определения значения продолжительности максимальной годовой нагрузки электрической подстанции, необходимо предварительно произвести расчет значения электроэнергии, потребляемой каждым из потребителей.

«Соответственно, расчет значения электроэнергии, потребляемой каждым из потребителей, производится по следующей формуле:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t_{in}, \quad (2)$$

где P_{in} – значение потребляемой активной мощности для конкретной ступени годового графика нагрузки, кВт;
 t_{in} – значение продолжительности потребляемой активной мощности для конкретной ступени годового графика нагрузки, час» [6].

Произведем расчет по формуле (2) для каждого из фидеров - № 10, 44, 51, 73, а также для дополнительной нагрузки:

$$W_{\Phi 10} = \left(\begin{array}{l} 5650 \cdot 620 + 4220 \cdot 680 + 3850 \cdot 1500 + 3360 \cdot 2300 + \\ + 3040 \cdot 1200 + 2670 \cdot 1500 + 1210 \cdot 960 \end{array} \right) = 28690 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{\Phi 40} = \left(\begin{array}{l} 4120 \cdot 700 + 3250 \cdot 950 + 2940 \cdot 810 + 2420 \cdot 1410 + \\ + 2080 \cdot 770 + 1830 \cdot 1710 + 1620 \cdot 1470 + 1250 \cdot 940 \end{array} \right) = 20052 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{\Phi 51} = \left(\begin{array}{l} 4230 \cdot 540 + 3430 \cdot 1020 + 2850 \cdot 1080 + 2540 \cdot 1210 + \\ + 2270 \cdot 1070 + 1920 \cdot 1460 + 1640 \cdot 1050 + 1320 \cdot 1330 \end{array} \right) = 20644 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{\Phi 73} = \left(\begin{array}{l} 7240 \cdot 500 + 6340 \cdot 1160 + 5920 \cdot 830 + 5260 \cdot 1160 + \\ + 4430 \cdot 1150 + 3510 \cdot 980 + 2640 \cdot 1750 + 2230 \cdot 1230 \end{array} \right) = 36989 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$W_{\Phi ДН} = \left(\begin{array}{l} 24200 \cdot 540 + 14350 \cdot 1060 + 10400 \cdot 1300 + \\ + 7500 \cdot 1700 + 5200 \cdot 1700 + 310 \cdot 1500 + 1200 \cdot 960 \end{array} \right) = 69191 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарная нагрузка по всем фидерам и дополнительной нагрузке составит:

$$W_{ПС} = 28690 + 20052 + 20644 + 36989 + 69191 = 175566 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

«Значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции определяем по следующей формуле:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\text{макс.общ}}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{макс.общ}}$ – сумма максимальных значений потребляемой активной мощности по каждому потребителю, кВт» [6].

$$T_M = \frac{175566}{45,440} = 3863 \text{ ч.}$$

Просуммировав годовые графики нагрузки потребителей по полной мощности, получили общий (суммарный) годовой график нагрузки потребителей электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ. Суммарный график представлен на рисунке 7.

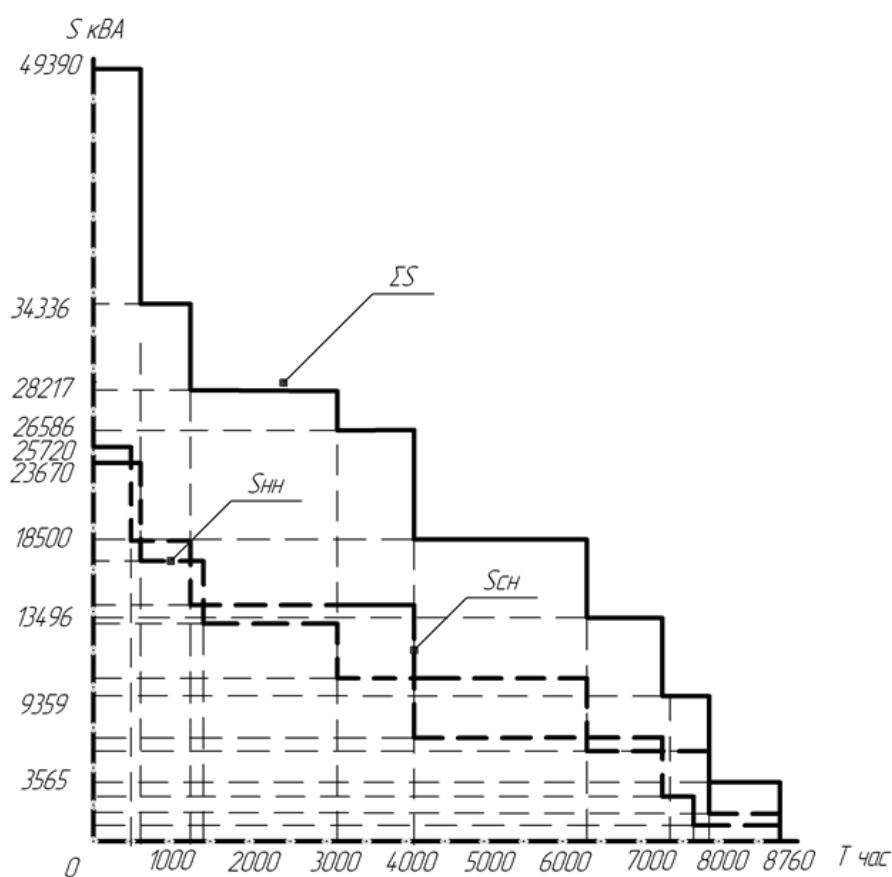


Рисунок 7 – Суммарный годовой график нагрузок потребителей

Максимальное значение графика на рисунке 7 будет служить основой для определения мощности силового трансформатора необходимого к установке на подстанции «МИС» 110/10/6 кВ.

3 Выбор силового трансформатора на подстанции «МИС» 110/10/6 кВ

Единственным рациональным способом выбора мощности силовых трансформаторов является технико-экономический расчет.

Технико-экономический расчет производится исходя из нескольких параметров, но решающим фактором при расчетах являются минимальные приведенные затраты [6].

3.1 Выбор типа, количества трансформаторов. Расчет мощности трансформаторов

Три уровня напряжений, наличие потребителей всех категорий надежности электроснабжения по ПУЭ [10], а также требования нормативно-технической документации (стандарты ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети») – все это говорит о необходимости сохранения на электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ двух трехобмоточных трансформаторов типа ТДТН.

В соответствии со стандартом организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.10.028-2009, п. 4.3 «мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их допустимой, по техническим условиям на трансформаторы, перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки» [9]. Допустимая возможная перегрузка – 40%. «Расчет значения допустимой перегрузки выполняется по следующей формуле:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq \frac{S_{\text{max ПС}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}} \cdot (n - 1)}, \quad (4)$$

где $S_{\text{max ПС}}$ - значение максимальной потребляемой полной мощности потребителей, МВА;

$k_{1-2} = 0,65$ - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категории;

$k_{пер} = 1,4$ – коэффициент перегрузки;

n – количество параллельно работающих трансформаторов» [6].

$$S_{ном.Т} \geq \frac{49390 \cdot 0,65}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 22931 \text{ кВА}.$$

В соответствие с получившемся по формуле (4) значением мощности, произведем подбор двух больших по значению, по шкале номинальных мощностей, трансформаторов. К рассмотрению принимаются мощности – 25000 кВА и 40000 кВА.

Параметры трансформаторов с указанными мощностями взяты из [13] и сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры силовых трансформаторов

Тип силового трансформатора	Потери ХХ и КЗ, кВт		Напряжение короткого замыкания U_k , %			Ток холостого хода $I_{х.х}$, %
	P_x	P_k	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-40000/110/10/6	50	220	10,5	17	6	0,9
ТДТН-25000/110/10/6	36	140	10,5	17	6	1,0

3.2 Расчет. Трансформатор ТДТН–25000/110/10/6 кВА

«Приведенные потери мощности определяются из формулы:

$$P'_T = P'_{x,x} + k_{3,в}^2 \cdot P'_{к,в} + k_{3,с}^2 \cdot P'_{к,с} + k_{3,н}^2 \cdot P'_{к,н}, \quad (5)$$

где $P'_{x,x}$ - приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода;

K_{zi} - коэффициенты загрузки обмоток трансформатора;
 P'_{ki} - приведенные потери активной мощности обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания» [6].

«Приведенные потери мощности в режиме холостого хода определяются из формулы:

$$P'_{x.x} = P_{x.x} + K_{un} \cdot Q_{x.x}, \quad (6)$$

где $K_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар}$ - коэффициент изменения потерь, определяемый из [6];

$Q_{x.x} = \frac{I_{x.x}}{100} \cdot S_{ном.Т} = 250 \text{ квар}$ - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [6].

$$P'_{x.x} = 36 + 0,05 \cdot 250 = 48,5 \text{ кВт.}$$

«Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора определяются из формулы:

$$K_3 = \frac{S_{обмi}}{S_{ном.Т}}, \quad (7)$$

где $S_{обмi} = S_{обм.ВН/СН/НН}$ - расчетные нагрузки соответствующих ступеней годового графика нагрузки трансформатора» [6].

$$K_{3.в.} = \frac{49390}{2 \cdot 25000} = 0,99,$$

$$K_{3.с.} = \frac{25720}{2 \cdot 25000} = 0,51,$$

$$K_{3.н.} = \frac{23670}{2 \cdot 25000} = 0,47,$$

«Приведенные потери мощности обмоток трансформатора в режиме короткого замыкания определяются из формулы:

$$P'_{ki} = P_{k.з.i} + \kappa_{un} \cdot Q_{ki}, \quad (8)$$

где $P_{k.з.i} = P_{k.з.в} = P_{k.з.с} = P_{k.з.н} = 0,5 \cdot P_{k.з.} = 0,5 \cdot 140 = 70$ - потери активной мощности к.з. соответствующих обмоток трансформатора при 100% их загрузке;

$$Q_{ki(в,с,н)} = \frac{U_{ki(в,с,н)}}{100} \cdot S_{ном.Т} - \text{потери реактивной мощности в режиме}$$

короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора;

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.вн-сн} - U_{к.сн-нн}) - \text{напряжение к.з.}$$

обмотки высокого напряжения трансформатора;

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-сн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-нн}) - \text{напряжение к.з.}$$

обмотки среднего напряжения трансформатора;

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (U_{к.вн-нн} + U_{к.сн-нн} - U_{к.вн-сн}) - \text{напряжение к.з.}$$

обмотки низшего напряжения трансформатора» [6].

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75 \%,$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0,25 \%,$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%,$$

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = \frac{0,25}{100} \cdot 25000 = 62,2 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,75}{100} \cdot 25000 = 1687,5 \text{ квар},$$

$$P'_{к.в} = 70 + 0,05 \cdot 2687 = 204,35 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = 70 + 0,05 \cdot 62,5 = 73,12 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = 70 + 0,05 \cdot 1687,5 = 154,4 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 48,5 + 0,99^2 \cdot 204,35 + 0,51^2 \cdot 73,12 + 0,47^2 \cdot 154,4 = 302 \text{ кВт}.$$

«Потери электроэнергии определяются из следующего выражения:

$$\begin{aligned} \Delta W_{п.с} &= \sum \Delta W_{x.xi} + \sum \Delta W_{к.3Ви} + \sum \Delta W_{к.3Ci} + \sum \Delta W_{к.3Hi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_{x.x} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.В} \cdot K_{3.Вi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.С} \cdot K_{3.Сi}^2 \cdot T_i + \right. \\ &\left. + \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.Н} \cdot K_{3.Нi}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (9)$$

где i – степень годового графика нагрузки;

n – число трансформаторов, одновременно работающих на соответствующей степени годового графика нагрузки;

T_i – продолжительность соответствующей степени годового графика нагрузки» [6].

Потери электроэнергии по формуле (9) рассчитываются табличным методом в целях наглядности. Данные расчеты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Потери электроэнергии. ТДТН-25000/110/10/6 кВ

i	$S_{обм.НН}$	$S_{обм.ВН}$	$S_{обм.СН}$	n	T_i	$K_{3.Н}$	$K_{3.С}$	$K_{3.В}$	$\Delta W_{к.3Ви}$	$\Delta W_{к.3Hi}$	$\Delta W_{к.3Ci}$	$\Delta W_{x.xi}$
1	23,42	49,39	25,37	2	600	0,47	0,51	0,99	59818,28	10413,32	5787,65	43200
2	11,31	34,33	12,26	2	600	0,33	0,36	0,69	28900,38	5031,05	2796,22	43200
3	7,65	28,22	8,28	2	1920	0,27	0,29	0,56	62491,35	10878,65	6046,28	138240
4	6,79	26,59	7,35	2	1295	0,26	0,28	0,53	37420,63	6514,28	3620,59	93240
5	3,29	18,5	3,56	2	1885	0,18	0,19	0,37	26366,92	4590,02	2551,10	135720
6	1,87	13,95	2,02	1	950	0,13	0,15	0,28	15111,47	2630,64	1462,09	34200
7	0,84	9,36	0,91	1	710	0,09	0,10	0,19	5084,46	885,12	491,94	25560
8	0,12	3,57	0,13	1	800	0,03	0,04	0,07	833,41	145,08	80,64	28800
Итого					8760				236026,9	41088,15	22836,51	542160
									842111,56			

«Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{\mathcal{E}} = \Delta W_{п.с} \cdot C_{\mathcal{E}}, \quad (10)$$

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии» [6].

«Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии $C_{\text{Э}}$ рассчитывается из выражения:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (11)$$

где $\alpha = 4,47$ – основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт

договорной мощности;

$\beta = 2,33$ – дополнительная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт

договорной мощности» [6, 24].

$$И_{\text{Э}} = 842111,56 \cdot \left(\frac{4,47}{3863} + 2,33 \right) = 1963094,36 \text{ руб}$$

«Приведенные затраты на трансформатор определяются из формулы:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + И = E_{\text{н}} \cdot K + И_0 + И_{\text{Э}}, \quad (12)$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ – нормативный коэффициент дисконтирования;

K – стоимость силовых трансформаторов (13 500 000 руб.) [23];

$И_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии;

$И_0 = 1269000$ руб. – годовые отчисления на силовой трансформатор» [6].

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 13500000 + 1269000 + 1963094,36 = 5257094,36 \text{ руб.}$$

3.3 Расчет. Трансформатор ТДТН–40000/110/10/6 кВА

Аналогичным образом выполняется расчет для следующего, по шкале номинальных мощностей, трансформатора. Расчет потерь представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Потери электроэнергии. ТДТН-40000/110/10/6 кВ

i	S _{обм.НН}	S _{обм.ВН}	S _{обм.СН}	n	T _i	K _{3.Н}	K _{3.С}	K _{3.В}	ΔW _{к.3Ві}	ΔW _{к.3Ні}	ΔW _{к.3Сі}	ΔW _{х.Хі}
1	14,64	49,39	15,86	2	600	0,30	0,32	0,62	37162,31	6191,13	3555,69	60000
2	7,07	34,33	7,66	2	600	0,21	0,22	0,43	17954,46	2991,16	1717,88	60000
3	4,78	28,22	5,18	2	1920	0,17	0,18	0,35	38822,96	6467,79	3714,58	192000
4	4,24	26,59	4,60	2	1295	0,16	0,17	0,33	23247,69	3872,99	2224,34	129500
5	2,05	18,5	2,22	1	1885	0,11	0,12	0,23	32761,08	5457,89	3134,58	94250
6	1,17	13,95	1,26	1	950	0,08	0,09	0,17	9388,05	1564,02	898,25	47500
7	0,53	9,36	0,57	1	710	0,06	0,06	0,12	3158,74	526,24	302,23	35500
8	0,08	3,57	0,08	1	800	0,02	0,02	0,04	517,76	86,26	49,54	40000
Итого					8760				163013,0	27157,47	15597,09	658750
									864517,60			

Приведенные затраты в данном случае составили:

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 16600000 + 1560000 + 2015326,36 = 6065326,36 \text{ руб.}$$

3.4 Выбор окончательного варианта

Приведенные затраты на трансформаторы представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Приведенные затраты на два трансформатора

Наименование силового трансформатора	Значение приведенных затрат на силовой трансформатор, руб
ТДТН-25000/110/10/6 кВ	5258094,36
ТДТН-40000/110/10/6 кВ	6065326,36

Учитывая рекомендации [6], а также принимая во внимание перспективу роста нагрузок данной электрической подстанции, мощность трансформаторов следует сохранить на прежнем уровне – 40000 кВА.

Однако, учитывая год выпуска трансформаторов – 1973 год, необходимо будет произвести их капитальный ремонт либо, при необходимости, заменить на новые.

4 Расчет необходимого силового кабеля для распределительной сети на примере распределительного пункта РП-6

Расчетные условия, в соответствии с которыми определяются параметры элементов электрической сети и самой электрической сети как целого, учитывают режим работы электрической сети и всегда согласуются с уровнями резервирования элементов таких сетей.

Всего различают 4 возможных режима работ электрических сетей: 1) рабочий режим 2) аварийный режим 3) послеаварийный режим 4) ремонтный режим.

Рабочий режим, это тот режим в котором электрическая сеть должна находиться максимально возможно долгое время. При данном режиме все элементы такой электрической сети находятся в работе и передача электроэнергии производится наилучшим способом с достаточным уровнем надежности электроснабжения.

Если рабочий режим нарушается, т.е. возникает повреждение какого-либо элемента электрической сети, то режим сначала переходит в аварийный, а затем, после устранения повреждения – в послеаварийный. При плановых и внеплановых ремонтах элементов сети, рабочий режим также нарушается (ремонтный режим), но в данном случае это производится преднамеренно в целях восстановления элемента сети. Продолжительность данных режимов рассчитывается как время необходимое для восстановления работоспособности элемента электрической сети или как время для производства ремонтных работ.

В рамках настоящей бакалаврской работы, рассматривая кабельные линии ввода в РП-6 РУ-6 кВ, можно охарактеризовать их режим работы как рабочий. На данном этапе это будет более чем адекватная оценка, но в ближайшем будущем нагрузка с высокой вероятностью может увеличиться и пропускной способности существующей кабельной линии не хватит. Данное обстоятельство повлечет за собой изменение рабочего режима на аварийный, что, как следствие, вызовет недопустимые отключения потребителей и значительные финансовые потери.

Существует два возможных варианта решения проблемы: 1) прокладка дополнительной кабельной линии меньшего сечения для удовлетворения возросших нагрузок 2) замена существующей кабельной линии на новую с большим сечением кабеля. Учитывая «возраст» существующей кабельной линии, наличие частых однофазных замыканий на землю – фактор более низкой цены кабельной линии меньшего сечения становится не существенным. Соответственно, вариант прокладки кабельной линии меньшего сечения рассмотрению не подлежит.

К каждому элементу электрической сети предъявляется ряд требований экономического и технического характера для возможности работы в рабочем режиме сети. Одним из важных требований для большинства элементов сети является пропускная способность, которая для кабельных линий выражается сечением кабеля, а для трансформаторов мощностью трансформатора.

4.1 Производство расчетов

Для корректного выбора питающего кабеля для кабельной линии 6 кВ необходимо определить параметры сети источника питания и параметры распределительной сети.

В качестве примера будет рассмотрен расчет кабелей ввода для секций шин №1 и №2 РП-6. Исходные данные предоставлены персоналом подстанции.

«Расчетный ток нагрузки, протекающий по кабельной линии, определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{расч.л.и}} = \frac{S_{\text{расч.л.и}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (13)$$

где $S_{\text{расч.л.и}}$ – значение расчетной мощности конкретной кабельной линии,
 $U_{\text{н}}$ – напряжение линии» [18].

«Расчетное значение полной мощности, передаваемой по кабельной

линии, определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{расч.лі}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\text{ум}}, \quad (14)$$

где $S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора;

n – количество трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

$K_{\text{ум}}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузке» [18].

В рабочем режиме, половина необходимой мощности от электрической подстанции «МИС» питает каждую из двух секций шин низкого напряжения РП-6 РУ-6 кВ, по одному кабелю на секцию. Произведем расчет по формулам (13-14):

$$I_{\text{расч.лі}} = \frac{0,85 \cdot 6 \cdot 630 \cdot 0,85 + 0,85 \cdot 4 \cdot 400 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 324,17 \text{ А}.$$

С учетом возможного увеличения нагрузки, добавим к расчетному току 100 А. В итоге $I_{\text{расч.лі}} = 324,17 + 100 = 424,17 \text{ А}$.

При возникновении аварии, по одной из кабельных линий, на обе секции шин РП-6 РУ-6 кВ, будет приходиться вся необходимая мощность от электрической подстанции «МИС». Соответственно, значение расчетного тока на кабель $I_{\text{расч.лі}}$ увеличится в два раза $I_{\text{расч.лі}} = 424,17 \cdot 2 = 848,34 \text{ А}$.

Выбирать сечение жил кабелей необходимо с учетом экономической плотности тока.

«Сечение кабеля по экономической плотности тока определяется по формуле:

$$F_{\text{эі}} = \frac{I_{\text{расч.лі}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (15)$$

где $j_{\text{эк}}$ – значение экономической плотности тока, определяемое

по ПУЭ» [10].

В результате расчета получили значение сечения по экономической плотности тока равное $F_3 = 302,9 \text{ мм}^2$. По номенклатуре стандартных сечений единственное подходящее значение – $2 \times 240 \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током $I_{\text{дл.доп}} = 2 \times 355 \text{ А}$ (2 кабеля ААБЛУ – 10 кВ).

Для проверки кабеля с сечением $2 \times 240 \text{ мм}^2$ по условию стойкости к нагреву необходимо произвести расчет фактического значения длительно допустимого тока.

«Фактическое значение длительно допустимого тока для кабеля рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{дл.допфi}} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{дл.допi}}, \quad (16)$$

где $k_1 = 1,2$ – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды;

$k_2 = 0,8$ – коэффициент, учитывающий число, проложенных рядом, кабельных линий» [10].

$$I_{\text{дл.допфi}} = 1,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 355 = 681,6 \text{ А}.$$

Для сечения $2 \times 240 \text{ мм}^2$ расчетный ток с учетом дополнительных нагрузок, оказался меньше фактического длительно допустимого тока $424,17 \text{ А} < 681,6 \text{ А}$, следовательно данный кабель удовлетворяет условию стойкости к нагреву.

В аварийном режиме, фактическое значение длительно допустимого тока кабеля умножается на коэффициент 1,3. Соответственно значение длительно допустимого тока кабеля $2 \times 240 \text{ мм}^2$ в аварийном режиме равно $1,3 \cdot 681,6 = 886,08 \text{ А}$.

Для сечения $2 \times 240 \text{ мм}^2$ расчетный ток в аварийном режиме с учетом дополнительных нагрузок, оказался меньше фактического длительно

допустимого тока $848,34 \text{ А} < 886,08 \text{ А}$, следовательно данный кабель удовлетворяет условию стойкости к нагреву в аварийном режиме.

С учетом вышеописанных расчетов, для линии от электрической подстанции «МИС» до РП-6, принимаем два кабеля ААБЛУ-10 $3 \times 240 \text{ мм}^2$.

Кабель необходимо проверить на потерях напряжения.

«Потери напряжения в кабельной линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta U_{\text{ли}} = I_{\text{расч.ли}} \cdot r_0 \cdot l \cdot \cos \varphi, \quad (17)$$

где $I_{\text{расч.ли}}$ – удвоенное значение расчетного тока в аварийном режиме;

$r_0 = 0,129 \text{ Ом/м}$ – удельное активное сопротивление кабеля;

$l = 1,25 \text{ км}$ – длина кабельной линии;

$\cos \varphi = 0,92$ – коэффициент мощности нагрузки» [18].

$$\Delta U_{\text{л1}} = 848,34 \cdot 2 \cdot 0,129 \cdot 1,25 \cdot 0,92 = 251,70 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\text{л2}} = 848,34 \cdot 2 \cdot 0,129 \cdot 1,25 \cdot 0,92 = 251,70 \text{ В}.$$

Потери напряжения в линиях в результате расчетов по формуле (17) оказались меньше 3%, из чего следует вывод о возможности применения 2-ух кабелей ААБЛУ-10 сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$.

С учетом произведенных выше проверок по нагреву и потере напряжения, для РП-6 принимаем 2 кабеля ААБЛУ-10 сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$.

Аналогичным образом следует выполнять расчет прочих возможных кабельных линий.

5 Электрические нагрузки северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти

Электрические нагрузки северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти можно рассчитать воспользовавшись методикой, описанной в [8]. Исходные данные для производства расчетов предоставлены МУП ПО КХ «Горэлектросеть».

При производстве выбора параметров отдельных элементов электрической сети необходимо руководствоваться требованиями экономической целесообразности и технической возможности. Выбранные параметры элементов должны обеспечивать работу электрической сети во всех возможных расчетных режимах.

Для примера, ниже приведена таблица 6, иллюстрирующая фактическую нагрузку РП-6 по секциям сборных шин, отдельно.

Таблица 6 – РП-6. Факт нагрузки по секциям шин

Секция шин №1	Токовая нагрузка секции шин №1, А	Секция шин №2	Токовая нагрузка секции шин №2, А
Фидер № 14	104	Фидер № 11	38
Фидер № 16	128	Фидер № 9	95
Фидер № 18	0	Фидер № 13	50
Трансформатор собственных нужд ТСН-1	27	Трансформатор собственных нужд ТСН-2	14

В качестве примера, в соответствии с методикой [8], расчет нагрузок ТП-183 и ТП-184 сведен в Приложение А для ТП-183 и в Приложение Б для ТП-184. Выбор кабелей 0,4 кВ для ТП-183 и ТП-184 представлен в табличной форме в Приложении В.

6 Расчет токов короткого замыкания электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6

В целях выбора основного электрооборудования подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6 необходимо произвести расчеты токов короткого замыкания

Для производства электрических расчетов необходимо составить расчетную схему и схему замещения. На схемах в обязательном порядке указывают необходимые для расчета точки короткого замыкания. Схемы представлены на рисунке 8.

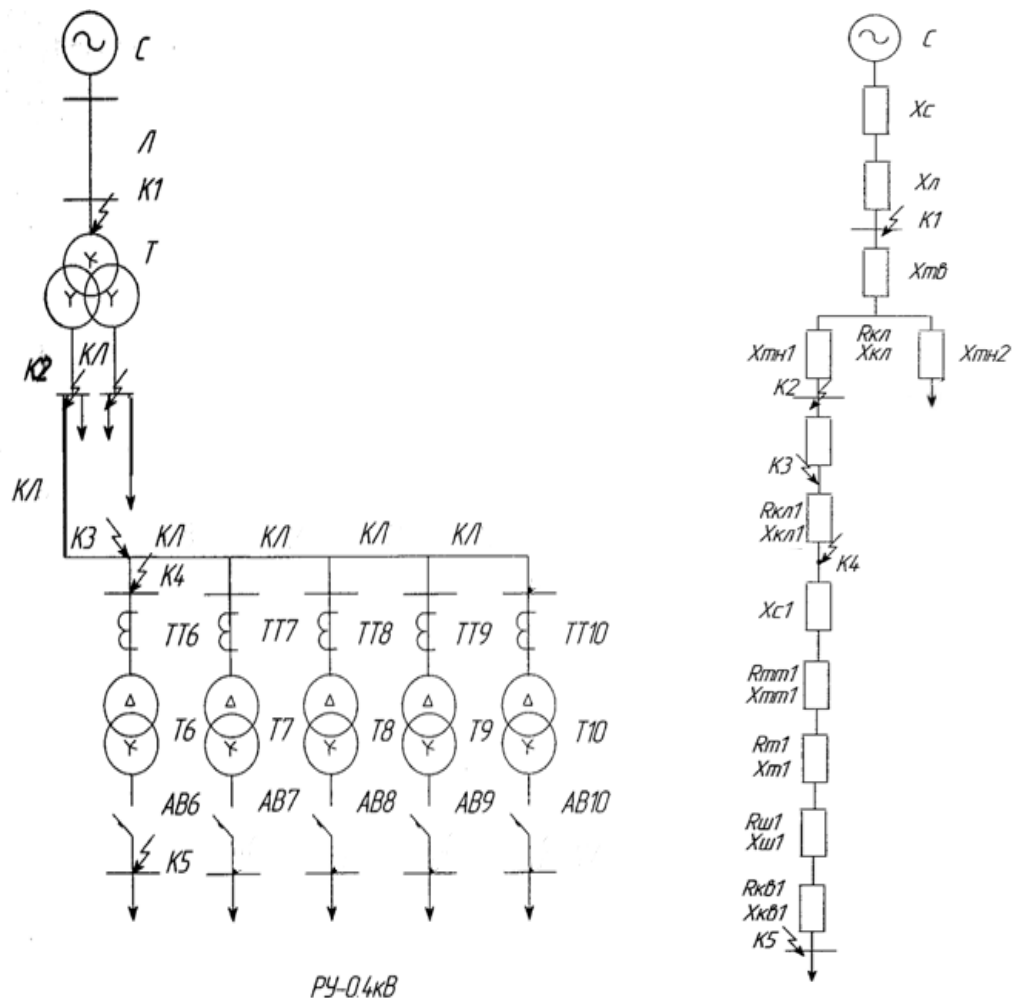


Рисунок 8 – Расчетная схема и схема замещения

Основные расчетные условия представлены далее:

1) Напряжение и сопротивление системы: $U_H = 115 \text{ кВ}$; $x_c = 2,32 \text{ Ом/км}$.

2) Напряжение, удельное сопротивление и длина ВЛ: $U_H = 115 \text{ кВ}$;
 $x_{л} = 0,4 \text{ Ом/км}$; $l = 8,34 \text{ км}$.

3) Номинальная мощность силового трансформатора электрической подстанции: $S_{\text{ном.Т}} = 40 \text{ МВА}$.

4) Удельное сопротивление КЛ до РП-6 и длина КЛ: $x_{\text{кл.РП-6}} = 0,075 \text{ Ом/км}$; $l = 2,63 \text{ км}$.

5) Удельное сопротивление в РП-6 и длина КЛ: $x_{\text{кл.РП-6.1}} = 0,083 \text{ Ом/км}$;
 $l = 0,225 \text{ км}$.

6) Мощность, значение которой принято за базисную величину:
 $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА}$.

7) Электродвижущая сила (ЭДС), значение которой принято за базисную величину: $E = 1$.

8) Напряжение, значение которого принято за базисную величину:
 $U_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}$ до трансформатора и $U_{\text{б}} = 6,3 \text{ кВ}$ после трансформатора.

Расчет будет производиться в соответствии с ГОСТ Р 52735-2007 [3].

«Сопротивление системы x_C в относительных единицах рассчитывается по следующей формуле» [3].:

$$x_C = x_c \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_H^2}, \quad (18)$$

$$x_C = 2,32 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,17 \text{ о.е.}$$

«Сопротивление ВЛ x_L в относительных единицах рассчитывается по следующей формуле» [3].:

$$x_L = x_{л} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_H^2}, \quad (19)$$

$$x_{Л} = 0,4 \cdot 8,34 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,252 \text{ о.е.}$$

«Сопротивление трансформатора $x_{ТВ}$, $x_{ТС}$, $x_{ТН}$, а также общее сопротивление трансформатора $x_{Т.ОБЩ}$ в относительных единицах рассчитывается по следующим формулам» [3].:

$$x_{ТВ} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (20)$$

$$x_{ТС} = \frac{U_{КС}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (21)$$

$$x_{ТН} = \frac{U_{КН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (22)$$

$$x_{Т.ОБЩ} = x_{ТВ} + x_{ТС} + x_{ТН}, \quad (23)$$

$$x_{ТВ} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0 \text{ о.е.},$$

$$x_{ТС} = \frac{9,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,43 \text{ о.е.},$$

$$x_{ТН} = \frac{20,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,06 \text{ о.е.},$$

$$x_{Т.ОБЩ} = 0 + 2,43 + 5,06 = 7,5 \text{ о.е.}$$

«Сопротивления кабельных линий до РП-6 $x_{КЛ.РП-6}$ и в самой РП-6 $x_{КЛ.РП-6.1}$ в относительных единицах рассчитываются по следующей формуле» [3].:

$$x_{КЛi} = x_{кЛi} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_H^2}, \quad (24)$$

$$x_{КЛ.РП-6} = 0,075 \cdot 2,63 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,789 \text{ о.е.},$$

$$x_{КЛ.РП-6.1} = 0,083 \cdot 0,225 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,169 \text{ о.е.}$$

Произведем расчет токов трехфазных и однофазных коротких

замыканий для точки К1. Расчет для точки К1 представлен далее.

«Суммарное сопротивление до точки К3 ($x_{K1}, x_{K2}, x_{K3}, x_{K4}$), есть сумма всех сопротивлений элементов сети до точки К3» [3].:

$$x_{Ki} = \sum_{i=1}^n x_1 + x_2 + \dots + x_n, \quad (25)$$

$$x_{K1} = x_C + x_{Л} = 0,17 + 0,252 = 0,427 \text{ о.е.}$$

Для расчета однофазного тока короткого замыкания, необходимо также рассчитать сопротивление нулевой последовательности элементов электрической сети. Для всех элементов за исключением ВЛ и КЛ сопротивления сохраняются свое значение. Сопротивление обратной последовательности равно по значению сопротивлению прямой последовательности.

«Сопротивление нулевой последовательно для ВЛ или КЛ рассчитывается по следующей формуле» [3].:

$$x_{0,ВЛ-КЛ} = 3 \cdot x_{Л(КЛ)}, \quad (26)$$

Аналогично формуле (25), с учетом формулы (26) производится расчет сопротивления нулевой последовательности $x_{0K1}, x_{0K2}, x_{0K3}, x_{0K4}$ элементов сети до точки К3.

$$x_{0K1} = x_C + 3 \cdot x_{Л} = 0,17 + 3 \cdot 0,252 = 0,931 \text{ о.е.}$$

«Расчет значения тока трехфазного короткого замыкания в точке К3 $I_{K1}^{(3)}, I_{K2}^{(3)}, I_{K3}^{(3)}, I_{K4}^{(3)}$ » [3].:

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{E}{x_{Ki}}, \quad (27)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1}{0,427} = 2,342 \text{ о.е.}$$

«Перевод значения тока трехфазного короткого замыкания в именованные единицы производится по следующей формуле» [3].:

$$I_{Ki}^{(3)} = I_{Ki}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (28)$$

$$I_{K1}^{(3)} = 2,342 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 11,757 \text{ кА}.$$

«Ударное (амплитудное) значение тока короткого замыкания в начальный момент времени рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{удKi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{Ki}^{(3)}, \quad (29)$$

где $k_{уд} = 1,6$ – ударный коэффициент, определяемый по» [3].

$$i_{удK1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,757 = 26,604 \text{ кА}.$$

«Действующее значение ударного тока рассчитывается по следующей формуле» [3].:

$$I_{удKi} = I_{Ki}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2}, \quad (30)$$

$$I_{удK1} = 11,757 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,6 - 1)^2} = 15,42 \text{ кА}.$$

«Мощность тока трехфазного короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле» [3].:

$$S_{Ki} = \sqrt{3} \cdot I_{Ki}^{(3)} \cdot U_n, \quad (31)$$

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot 11,757 \cdot 115 = 2341,83 \text{ МВА.}$$

«Значение однофазного тока короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{Ki}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{1}{x_{1Ki} + x_{2Ki} + x_{0Ki}},$$

(32)

где $m^{(1)} = 3$ – значение фазного коэффициента, которое зависит от вида короткого замыкания;

x_1 – сопротивление прямой последовательности, равное сумме сопротивлений всех элементов сети до точки КЗ;

x_2 – сопротивление обратной последовательности, равное сопротивлению прямой последовательности;

x_0 – сопротивление нулевой последовательности» [3].

$$I_{Ki}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,427 + 0,427 + 0,931} = 1,68 \text{ о.е.}$$

«Перевод значения однофазного тока короткого замыкания в именованные единицы производится по следующей формуле» [3].:

$$I_{Ki}^{(1)} = I_{Ki}^{(1)} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (33)$$

$$I_{Ki}^{(1)} = 1,68 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,44 \text{ кА.}$$

Аналогичным образом, по формулам (25 – 33), необходимо выполнить расчеты для точек К2, К3, К4. Для точки К5 будет выполнен отдельный расчет, т.к. там рассчитываются токи короткого замыкания на стороне ниже 1 кВ. Расчет для точек К2, К3, К4 представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	x_{Ki} , о.е.	x_{0Ki} , о.е.	$I_{Ki}^{(3)}$, о.е.	$I_{Ki}^{(3)}$, кА	$i_{удKi}$, кА	$I_{удKi}$, кА	S_{Ki} , МВА	$I_{Ki}^{(1)}$, о.е.	$I_{Ki}^{(1)}$, кА	$K_{уд}$
К1	0,427	0,931	2,342	11,757	26,604	15,42	2341,83	1,68	8,44	1,6
К2	7,922	8,427	0,126	11,547	29,39	17,434	218,2	0,041	3,776	1,8
К3	9,711	13,794	0,103	9,437	24,023	14,249	102,975	0,09	8,277	1,8
К4	9,864	14,253	0,101	9,291	23,651	14,029	101,383	0,088	8,090	1,8

Расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ (до 1 кВ), точка К5, имеет различия от вышепроизведенных расчетов токов короткого замыкания выше 1 кВ и представлен отдельно. Расчет ведется по методике, представленной в [2].

Основные расчетные условия представлены далее:

1) Мощность короткого замыкания и напряжение системы: $S_k = 101,38$ МВА; $U_H = 6,3$ кВ.

2) Напряжение стороны ВН, напряжение стороны НН, сопротивление короткого замыкания, активное и реактивное сопротивление трансформатора ТМ-630/10 кВА: $U_{ВН} = 6,3$ кВ; $U_{НН} = 0,4$ кВ; $U_k = 5,5$ %; $R_T = 2,9$ мОм; $X_T = 13,7$ мОм.

3) Длина, удельное активное и реактивное сопротивление шинпровода ШМА 4-1600: $l = 15$ м; $R_{уд} = 0,03$ мОм/м; $X_{уд} = 0,014$ мОм/м.

4) Коэффициент трансформации, активное и реактивное сопротивление трансформатора тока ТПЛ-6: $K_{ТТ} = 100/5$; $R_{ТТ} = 0,42$ мОм; $X_{ТТ} = 0,67$ мОм.

5) Номинальный тока, активное и реактивное сопротивление контактов автоматического выключателя ВА – 55-41: $I_H = 1600$ А; $R_{кв} = 0,14$ мОм; $X_{кв} = 0,08$ мОм.

6) Напряжение, значение которого принято за базисную величину: $U_6 = 6,3$ кВ.

Параметры всего электрооборудования были выбраны исходя из силы

тока, рассчитанной по следующей формуле:

$$I = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}, \quad (34)$$
$$I = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273 \text{ А}.$$

Произведем расчет параметров схемы замещения РП-6.

«Сопротивление системы рассчитывается по следующей формуле» [2].:

$$x_c = \frac{U_{\text{НН}}^2}{S_k} \cdot 1000, \quad (35)$$
$$x_c = \frac{0,4^2}{101,38} \cdot 1000 = 1,578 \text{ мОм}.$$

Сопротивление шинпровода активное и реактивное рассчитывается простым умножением удельного сопротивления на длину шинпровода: активное - $R_{\text{ш}} = 0,03 \cdot 15 = 0,45 \text{ мОм}$; реактивное - $X_{\text{ш}} = 0,014 \cdot 15 = 0,21 \text{ мОм}$.

Для расчетов токов короткого замыкания в точке К5 используются схемы на рисунке 8.

«Значение тока трехфазного металлического короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{КМ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (36)$$

где R_{Σ}^2 и X_{Σ}^2 - соответственно суммарно активное и реактивное сопротивление до точки короткого замыкания» [2].

Суммарное активное сопротивление до точки К5 равно $R_{\Sigma}^2 = R_{\text{ТТ}} + R_{\text{Т}} + R_{\text{ш}} + R_{\text{КВ}} + R_{\text{с}} = 0,42 + 2,9 + 0,45 + 0,14 + 0 = 3,91 \text{ мОм}$.

Суммарное реактивное сопротивление до точки К5 равно $X_{\Sigma}^2 = X_{\text{ТТ}} + X_{\text{Т}}$

$$+ X_{ш} + X_{кв} + X_c = 0,67 + 13,7 + 0,21 + 0,08 + 1,57 = 16,58 \text{ мОм.}$$

$$I_{KM}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,91^2 + 16,58^2}} = 13,555 \text{ кА.}$$

«Значение тока трехфазного дугового короткого замыкания определяется с использованием коэффициента K_c (K_{c1} – для момента возникновения короткого замыкания и K_{c2} – для установившегося режима короткого замыкания) по следующей формуле:

$$I_{KD}^{(3)} = I_{KM}^{(3)} \cdot K_{ci}, \quad (37)$$

где $K_{c1} = 0,65$ для значения полного сопротивления 17,03 мОм при $t_{кз} \approx 0$,
 $K_{c2} = 0,54$ для значения полного сопротивления 17,03 мОм при $t_{кз} \geq 0.05$ с» [2].

$$I_{KD1}^{(3)} = 13,55 \cdot 0,65 = 8,811 \text{ кА,}$$

$$I_{KD2}^{(3)} = 13,55 \cdot 0,54 = 7,32 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока металлического трехфазного короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_{удKi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{KM}^{(3)}, \quad (38)$$

где $k_{уд} = 1,4$ – ударный коэффициент, определяемый на графике по отношению $\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}$, которое в данном случае равно 4,241» [2].

$$i_{удKi} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 13,555 = 26,838 \text{ кА.}$$

На этом расчет значений токов короткого замыкания завершен.

7 Выбор основного электрооборудования электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6

Существует три основных состояния в которых могут находиться элементы (электрооборудование) электрической сети: 1) нормальная нагрузка (наиболее распространенное и продолжительное состояние) 2) перегрузка (допускается до 40%, для трансформаторов в частности) 3) короткое замыкание (авария).

Состояние нормальной нагрузки обусловлено корректным выбором элемента сети по необходимым параметрам (например: номинальный ток и напряжение), а также зависит от качества выполнения (подбор материалов, сборка, испытания).

При перегрузке, элементы сети могут сохранять надежное функционирование в течение ограниченного по продолжительности времени, зависящего от проходящего по ним тока и приложенного напряжения, которые превышают номинальные значения.

При коротком замыкании элементы сети функционируют строго определенное время (единицы секунд), которое зависит от подобранных параметров динамической и термической устойчивости. В данном случае элемент сети должен проработать до отключения короткого замыкания органами релейной защиты.

Учитывая вышеописанное, выбор электрооборудования всегда должен строиться исходя из самых неблагоприятных расчетных условий функционирования. Для этого производится расчет токов короткого замыкания и определяются наибольшие возможные токи, протекающие через оборудование (ударный ток, установившийся ток короткого замыкания).

В данном разделе настоящей бакалаврской работы будет производится выбор электрооборудования с учетом всех вышеописанных условий и не только (место установки, климатические характеристики).

7.1 Выбор электрооборудования подстанции «МИС» 110/10/6 кВ

7.1.1 Выбор выключателя 110 кВ

«Номинальный ток на стороне ВН трансформатора рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{ном.вн.т}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (39)$$

где $K_{\text{пер}} = 1,4$ – коэффициент перегрузки;

$S_{\text{т}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора» [6].

$$I_{\text{ном.вн.т}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А}.$$

Выбор выключателя представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя 110 кВ

Параметр электрооборудования	Параметры по каталогу	Условие выбора	Параметры по расчету
Номинальный ток, А	2500	$I \leq I_{\text{ном}}$	281
Отключающая способность, кА	40	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	11,54
Номинальное напряжение, кВ	110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110
Термическая стойкость, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	964
Электродинамическая стойкость, кА	80	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	26,6

В таблице 8 указаны каталожные параметры выключателя элегазового ВГТ-110П-40/2000У1 [16]. Проверка на соответствие пройдена, выключатель допускается к установке на подстанции.

7.1.2 Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора разъединителя идентичны условию выключателя, за исключением отключающей способности. Выбор представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор разъединителя 110 кВ

Параметр электрооборудования	Параметры по каталогу	Условие выбора	Параметры по расчету
Номинальный ток, А	1250	$I \leq I_{\text{ном}}$	281
Номинальное напряжение, кВ	110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110
Термическая стойкость, кА ² ·с	3969	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	964
Электродинамическая стойкость, кА	80	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	26,6

В таблице 9 указаны каталожные параметры разъединителя РГПЗ-1-IV-110/1250 [17]. Проверка на соответствие пройдена, разъединитель допускается к установке на подстанции.

7.1.3 Выбор заземлителя нейтрали трансформатора 110 кВ

Заземлитель нейтрали служит для заземления нулевого вывода обмотки ВН трансформатора, что позволяет трансформатору успешно работать с заданной схемой соединения обмоток ВН. Выбор заземлителя представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор заземлителя нейтрали

Параметр электрооборудования	Параметры по каталогу	Условие выбора	Параметры по расчету
Номинальное напряжение, кВ	110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110
Термическая стойкость, кА ² ·с	468,75	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	964
Электродинамическая стойкость, кА	40	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	26,6

В таблице 10 указаны каталожные параметры заземлителя нейтрали ЗОН-110М-УХЛ1 [16]. Проверка на соответствие пройдена, заземлитель нейтрали допускается к установке на подстанции.

7.1.4 Выбор трансформатора тока 110 кВ

В цепи трансформатора установлен прибор для измерения тока Э-377, мощность данного прибора – 0,1 ВА. Выбор трансформатора тока с учетом его нагрузки представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Выбор трансформатора тока 110 кВ

Параметр электрооборудования	Параметры по каталогу	Условие выбора	Параметры по расчету
Номинальный ток, А	300	$I \leq I_{\text{ном}}$	281
Номинальное напряжение, кВ	110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110
Номинальная нагрузка вторичных цепей, Ом	1,2	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	1,2
Термическая стойкость, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	1000	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	964
Электродинамическая стойкость, кА	30	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	26,6

В таблице 11 указаны каталожные параметры трансформатора тока ТВТ 110 – III – 600/5 [15]. Проверка на соответствие пройдена, трансформатор тока допускается к установке на подстанции.

7.1.5 Выбор ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) используется для защиты от внешних (молния) и внутренних перенапряжений (коммутационные).

Выбор ОПНа производим по номинальному напряжению – 110 кВ. Для установки принимаем ОПН-П-110-УХЛ1. Проверка на соответствие пройдена, ОПН допускается к установке на подстанции.

7.1.6 Выбор выключателя 6 кВ

Произведем расчет номинального тока на стороне НН трансформатора по формуле (39).

$$I_{\text{ном.вн.т}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 2556 \text{ А.}$$

Выбор выключателя на вводной ячейке (в т.ч. секционный) представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор выключателя 6 кВ

Параметр электрооборудования	Параметры по каталогу	Условие выбора	Параметры по расчету
Номинальный ток, А	3150	$I \leq I_{\text{ном}}$	2556
Отключающая способность, кА	20	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	11,54
Номинальное напряжение, кВ	10	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	6
Термическая стойкость, кА ² ·с	3844	$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	835,19
Электродинамическая стойкость, кА	80	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	29,39

В таблице 12 указаны каталожные параметры выключателя вакуумного ВБЭС-7-10 3150 [22]. Проверка на соответствие пройдена, выключатель допускается к установке на подстанции.

Для остальных ячеек выбираем такие же выключатели с номинальным током 1600 А.

7.1.7 Выбор трансформатора тока 6 кВ

Выбор трансформатора тока 6 кВ производится аналогично п.7.1.4 настоящей бакалаврской работы (за исключением вторичной нагрузки) и представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор трансформатора тока 6 кВ

Параметр электрооборудования	Параметры по каталогу	Условие выбора	Параметры по расчету
Номинальный ток, А	3000	$I \leq I_{\text{ном}}$	2556
Номинальное напряжение, кВ	6	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	6
Номинальная нагрузка вторичных цепей, Ва	1,2	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$	1,2
Термическая стойкость, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$58,8 \cdot 10^3$	$W_k \leq I_t^2 \cdot t_t$	$21,6 \cdot 10^6$
Электродинамическая стойкость, кА	254,6	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	29,39

Нагрузка на трансформаторы тока 6 кВ складывается из таких приборов как амперметры и счетчики. Амперметр Э-42702 3шт с нагрузкой на каждую фазу по 0,1 ВА. Счетчик «Меркурий» 230 AR 1шт с общей нагрузкой 0,65 ВА. Итоговая нагрузка на трансформатор тока $S_{\text{приб}}$ составляет – 0,68 ВА.

В таблице 13 указаны каталожные параметры трансформатора тока ТЛШ-6-3000/5 [15]. Проверка на соответствие пройдена, трансформатор тока допускается к установке на подстанции.

Далее необходимо рассчитать соединительные провода.

«Сопротивление приборов, нагружающих трансформатор тока, рассчитывается следующей формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_T^2}, \quad (40)$$

где $I_T = 5 \text{ А}$ – вторичный ток трансформатора тока» [6].

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,68}{5^2} = 0,03 \text{ Ом}.$$

«Сопротивление проводов, соединяющих трансформаторы тока и нагрузку рассчитывается по следующей формуле:

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

где $R_{\text{конт.}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов» [6].

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,03 - 0,1 = 1,07 \text{ Ом.}$$

«Расчет сечения проводов, соединяющих трансформаторы тока и нагрузку рассчитывается по следующей формуле:

$$S_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пров}}}, \quad (42)$$

где $l_{\text{пр}} = 40 \text{ м}$ – длина соединительных проводов,

$\rho = 0,0175 \text{ Ом/м}$ – удельное сопротивление металла» [6].

$$S_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,07} = 1,1 \text{ мм}^2.$$

Минимальное возможное сечение жил – $1,5 \text{ мм}^2$. В соответствие с результатом расчета по формуле (42) – $1,1 \text{ мм}^2$, принимаем медные жилы сечением $1,5 \text{ мм}^2$.

7.1.8 Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Нагрузка на трансформаторы напряжения 6 кВ складывается из таких приборов как вольтметры, ваттметры, варметры и счетчики. Вольтметр Э-42702 2шт с нагрузкой по 2 ВА. Ваттметр Д-365 1шт с нагрузкой 1,5 ВА. Варметр Д-365 1шт с нагрузкой 1,5 ВА. Счетчик «Меркурий» 230 AR 1шт с общей нагрузкой 0,65 ВА. Итоговая нагрузка на счетчик $S_{\text{приб.}}$ составляет – 7,65 ВА.

Выбор трансформатора напряжения 6 кВ представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Параметр электрооборудования	Параметры по каталогу	Условие выбора	Параметры по расчету
Номинальное напряжение, кВ	6	$U_{уст} \leq U_{ном}$	6
Номинальная нагрузка вторичных цепей, ВА	120	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$	7.65

В таблице 14 указаны каталожные параметры трансформатора тока НАМИТ – 6 – 2 [26]. Проверка на соответствие пройдена, трансформатор напряжения допускается к установке на подстанции.

7.1.9 Выбор ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) используется для защиты от внешних (молния) и внутренних перенапряжений (коммутационные).

Выбор ОПНа производим по номинальному напряжению – 6 кВ. Для установки принимаем ОПН-П-6-УХЛ1. Проверка на соответствие пройдена, ОПН допускается к установке на подстанции.

7.2 Выбор электрооборудования РП-6

РП-6 – распределительный пункт, который осуществляет питание северо-западного микрорайона Комсомольского района г.о. Тольятти. От него получают питание потребители I, II и III категории. Учитывая наличие потребителей I категории, требования к надежному и качественному электроснабжению от данного пункта повышаются.

Но, как и электрическая подстанция «МИС» 110/10/6 кВ, РП-6 был сдан в эксплуатацию в 70-х годах и на данный момент оборудование пункта устарело и изнашивается. В свете обозначенных требований по надежности электроснабжения, возникает необходимость в реконструкции РП-6 с заменой всего оборудования на новое. Указанные мероприятия возможно реализовать только посекционной реконструкцией. Это значит, что сначала

вся нагрузка переводится на одну секцию шин, а затем производится замена ячеек отключенной системы шин и наоборот.

Несколько ячеек, объединенных вместе создают секцию шин. Две секции шин соединяются между собой ячейкой с секционным выключателем на случай выхода из строя одного трансформатора либо, как в данном случае, для производства ремонтных работ [28].

7.2.1 Выбор ячеек 6 кВ РП-6

Для сравнительного рассмотрения примем наиболее распространенные на данный момент ячейки КРУС-75 производства ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» и КС6 производства АО "Шнейдер Электрик".

Ячейки распределения электроэнергии отечественного производителя ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» имеют ряд преимуществ перед такими же, произведенным в России.

«Основными преимуществами ячеек следующие:

- малые габаритные характеристики;
- простота конструкции, доступность основных узлов для сервисного обслуживания и ремонта;
- наличие реализованных инновационных решений» [12].

Одним из самых главных преимуществ ячейки КРУС-75 заключается в том, что при выдвигании выкатного элемента ячейки в положение ремонта сохраняется возможность для протекания оперативного тока.

Также одно из главных преимуществ это ячейки – выполненные из бериллиевой бронзы увеличенные высоковольтные контактные части (с 20 мм до 30 мм), что позволяет увеличить срок службы контактной части, а также увеличивает стойкость контактов к выгоранию.

Ячейки зарубежного производителя АО "Шнейдер Электрик" имеют аналогичные преимущества и примерно похожи на ячейки отечественного производителя.

Одно из отличий ячеек заключается в том, что зарубежные оснащаются элегазовыми выключателями, а отечественные ячейки оснащаются

вакуумными выключателями. По габаритам ячейки одинаковы, их ширина составляет 750 мм. Ячейки АО «Шнейдер Электрик» также сертифицированы на территории Российской Федерации [14].

Основные технические характеристики ячеек приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Основные Технические характеристики ячеек 6 кВ

Ячейка КРУС-СЭЩ-75	Параметр электрооборудования	Ячейка SM6
6, 10	Номинальное напряжение, кВ	6, 10
7,2; 12,0	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,5
630, 1000	Номинальный ток сборных шин, А:	630, 1250
630, 1000	Номинальный ток главных цепей:	630, 1250
20	Ток термической стойкости главных цепей, при времени протекания 3с, кА	25
51	Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	50
20	Номинальный ток отключения вакуумного контактора, кА:	25

Как видно из таблицы 15, ячейки отечественного производителя ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара» не уступают по характеристиками ячейкам зарубежного производителя АО "Шнейдер Электрик". С учетом обстоятельств, в данном случае главными критериями выбора будут: стоимость и доставка.

ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара» находится в г. Самара на небольшом удалении от электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ (около 100 км). Цена ячеек около 750 000 рублей. АО "Шнейдер Электрик" находится в республике Татарстан, что не меньше, чем 300 км от электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ. Цена ячеек около 1 040 000 рублей.

На основании анализа удаленности производств и цены ячеек, к установке принимаем ячейки КРУС-75 производства ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара».

8 Релейная защита электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6

8.1 Общее описание и предназначение релейной защиты

Повреждения, перегрузки, короткие замыкания – это явления в электрических сетях, которые приводят к нежелательным последствиям (отключение энергоснабжения, пожары, экологические катастрофы). Например, на подстанциях, в результате возникновения короткого замыкания возникает дуговое замыкание, которое с разрушающей силой воздействует на электрооборудование. Развитие аварии происходит очень быстро, в результате чего в зона повреждения может расширяться и затронуть все новые участки с электрооборудованием, и привести к массовому разрушению.

В условиях динамично развивающихся, приводящих к массовым разрушениям, аварий, остро встает вопрос о возможности предотвращения аварий и недопущения их развития. Такого результата можно достигнуть при помощи быстрого отключения аварийного участка, что выполняется как раз релейной защитой.

Предотвращения аварий, недопущение развития аварий и есть основная цель создания релейных защит. Релейная защита работает совместно с такими элементами сети, как автоматический выключатель, которые способен отключить значительные токи короткого замыкания, а также с элементами сигнализирующими об аварии, когда персонал, обслуживающий подстанцию или воздушную линию, может предпринять какие-либо меры до наступления аварии - что есть её предотвращение.

«На основании вышеизложенного можно сформулировать следующие основные требования, которые предъявляют к работе релейной защиты:

- селективность – это значит избирательность в защите, способность отключить именно поврежденный участок, при этом остальные будут находиться в работе;

- быстродействие – скорость отключения повреждения, которая складывается из скорости выявления повреждения, скорости передачи команды на отключения и скорости действия отключающего оборудования;

- чувствительность – способность реагировать на повреждения в рамках заданной зоны, т.е. обнаружение минимального заданного тока (или напряжения) при котором защита должна быть приведена в действие;

- надежность – способность защиты безотказно выполнять заложенные в нее функции в течение продолжительного времени» [10].

8.2 Релейная защита распределительного пункта РП-6

Релейная защита РП-6 выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ и другим нормативно-технических документов.

Вводные ячейки РП-6 имеют двухступенчатую максимальную токовую защиту (далее по тексту МТЗ).

Ячейки отходящих присоединение имеют МТЗ и максимальную токовую отсечку (далее по тексту МТО). Также установлена релейная защита от однофазных замыканий на землю, действующая на сигнал (затем, с течением определенного времени, на отключение).

Ячейка секционного выключателя настроена на автоматическое включение (ввод резерва) при исчезновении напряжения на одной из секций шин (исчезновение питания), т.е. при отключении трансформатора, питающего одну из секций шин.

Описанное оборудование релейной защиты РП-6 на данный момент выполнено на электромеханических реле, которые установлены в 70-х годах прошлого столетия. Это значит, что оборудование релейной защиты имеет большой физический износ и устарело морально. Для того, чтобы избежать

ситуаций с отказом защит, необходимо произвести замену оборудования релейной защиты с электромеханических реле на микропроцессорную защиту нового образца.

К установке принимает релейную защиту отечественного производителя ЗАО «Радиус автоматика» - микропроцессорные терминалы серии «Сириус 21». Оборудование релейной защиты данного предприятия на протяжении многих лет устанавливается на объекты и рекомендовано себя как надежное и качественное оборудование.

8.3 Краткое описание терминалов серии «Сириус 21», устанавливаемых в ячейки РП-6

8.3.1. Защита вводных ячеек РП-6

Для защиты вводных и секционных ячеек, в линейке оборудования серии «Сириус 21» предусмотрены терминалы «Сириус 21 В» и «Сириус 21 С» соответственно [20].

«Основные возможности Сириус 21 В и Сириус 21 С:

- многоступенчатая МТЗ;
- защита от обрыва фаз;
- защита от минимального напряжения;
- возможно задействование однократную систему автоматического повторного включения;
- логическая защита системы сборных шин;
- система автоматического ввода резерва для осуществления операции включения секционного выключателя» [20].

8.3.2 Защита ячеек отходящих присоединение РП-6

Для защиты ячеек отходящих присоединений, в линейке оборудования серии «Сириус 21» предусмотрен терминал «Сириус 21 Л» [20].

«Основные преимущества Сириус 21 Л:

- реализация всех необходимых функций, регламентированных ПУЭ и ПТЭЭП;

- ввод, удаление и возможность сохранить уставки;

- слежение за состоянием коммутационного аппарата и его цепей управления;

- контроль ложных срабатываний;

- высокая помехозащищенность передаваемых сигналов;

- возможность отображения информации на компьютерах диспетчерских пунктов;

- постоянный контроль за функционированием оборудования

- возможность передачи команд управления из диспетчерского пункта»

[20].

«Основные возможности Сириус 21 Л:

- МТЗ в том числе и от двухфазных и трехфазных замыканий на землю;

- защита от обрыва фазы;

- МТО;

- устройство резервирования отказа выключателя;

- одно- и двукратная система автоматического повторного включения;

- функция автоматического частотного регулирования» [20].

9 Заземление электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и распределительного пункта РП-6

Заземление в обязательном порядке выполняется на всех электрических подстанциях и распределительных пунктах. Обязательность выполнения заземления заключается в следующем: 1) защита персонала от поражения электрическим током при возможном прикосновении к металлическим частям (корпус оборудования, металлоконструкции), которые в нормальном режиме не находятся под напряжением 2) обеспечение заданного заводом-изготовителем режима работы нейтрали трансформаторного или реакторного оборудования 3) обеспечения заданного заводом-изготовителем режима работы оборудования в целом (ОПН) [29].

Всего существует два возможных вида заземления – естественное (заземлители опор ВЛ) и искусственное (сетка заземления подстанции или РП).

Заземляющая сетка выполняется из горизонтальных металлических полос и вертикальных металлических стержней, которые объединяются в единую конструкцию. Горизонтальные полосы заглубляются на 0,5 – 0,7 м от поверхности земли и располагаются на удалении 0,8 – 1 м от основного электрооборудования и фундаментов зданий. Вертикальные металлические стержни заглубляются на 3 – 5 м и располагаются по периметру заземляющей сетки, в местах пересечений полос. Размер ячейки сетки не превышает $6 \times 10 \text{ м}^2$. [7, 30].

Для заземления распределительных пунктов, размеры которых относительно электрической подстанции не так велики, а также не велико количество оборудования достаточно выполнить контурное периметральное заземление из металлических горизонтальных полос и нескольких вертикальных металлических стержней [31].

Расчет заземления электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ представлен в Приложении Г.

10 Молниезащита электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и распределительного пункта РП-6

Молниезащита, как и заземление, является обязательной к выполнению на электрических подстанциях и распределительных пунктах.

Прямое попадание молнии в оборудование, или попадание рядом с оборудованием, вызывает значительные грозовые перенапряжения. Значение тока молнии способно вывести из строя любое оборудование на подстанции. Особенно перенапряжения опасны для оборудования на микропроцессорах, такое как терминальная релейная защита, различные системы мониторинга и диагностики. Даже незначительное воздействие на микропроцессорные терминалы способны вывести их из строя, поэтому молниезащите и заземлению уделяется особое внимание при проектировании и строительстве.

Единственный известный на данный момент способ защиты от прямого попадания молнии это строительство молниеотвода (стержневого или тросового). Для защиты зданий, при наличии токопроводящей кровли, используют метод присоединения данной кровли к заземляющей сетки электрической подстанции, либо, выполняют на кровле молниеприемные сетки, которые также присоединяют к заземляющей сетке.

Одно из требований к молниеприемникам на открытых распределительных устройствах это наличие не менее 4-х направлений растеканий тока молнии, что выполняется приваркой к молниеотводящей конструкции 4 горизонтальных полос, которые отстоят друг от друга на 90 градусов, и дальнейшее их присоединение к заземляющей сетке подстанции.

Оборудование электрической подстанции, будь то силовой трансформатор или высоковольтный выключатель, или что-то иное должно располагаться на расстоянии от молниеприемных конструкций.

В случае силовых трансформаторов, над которым часто располагаются порталы для подвеса провода и подключения силового трансформатора к сети высокого напряжения, при необходимости установить молниеприемный

стержень прямо на этом портале, необходимо учитывать удельное сопротивление грунта в грозовой период. Если значение удельного сопротивления грунта в грозовой период составляет 350 Ом/м и выше, то установка молниеприемного стержня разрешена, в ином случае установка не допускается. Нарушение данного требования – есть угроза для изоляции трансформатора, что повлечет за собой выход из строя трансформатора. В лучшем случае, повреждения могут быть исправлены проведением капитального ремонта, а в худшем – трансформатор придется заменить на новый.

Конструктивно, молниеотводы состоят из: 1) молниеприемник (металлический стержень на высоте, который «ловит» молнию) 2) металлическая опорная конструкция 3) токоотвод 4) заземлитель.

Молниеотвод и заземляющая сетка электрической подстанции есть единое целое, обеспечивающее безопасность функционирования оборудования.

Расчет молниезащиты подстанции «МИС» 110/10/6 кВ представлен в Приложении Д.

Заключение

Анализ текущей ситуации, по загрузке и по состоянию оборудования электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6, выявил необходимость в проведении мероприятий по реконструкции, т.к. оборудование сильно изношено, а электрическая нагрузка возрастает, что снижает надежность электроснабжения.

Мощность силового трансформатора, по результатам расчетов сохранена на прежнем уровне – 40000 кВА. Но, с учетом года выпуска трансформатора – 1973 г., необходимо выполнить капитальный ремонт трансформатора или произвести его замену на новый с идентичной мощностью.

Для электроснабжения РП-6, питающего северо-западный микрорайон Комсомольского района г.о. Тольятти, по результатам расчетов, выбран новый кабель, для увеличения надежности существующих потребителей, а также для перспективного увеличения протекающей по кабелю мощности, в связи с добавлением новых потребителей.

В соответствии с результатами расчетов токов короткого замыкания произведен выбор основного электрооборудования электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6.

В качестве релейной защиты РП-6 выбраны микропроцессорные терминалы ЗАО «Радиус автоматика» - серии «Сириус 21».

Заземление и молниезащита подстанции рассчитана в соответствии с нормами ПУЭ и ПТЭЭП.

Проведенные мероприятия по реконструкции электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ и РП-6 значительно повышают надежность электроснабжения потребителей и полностью удовлетворяют цели настоящей бакалаврской работы.

Список используемых источников

1. Схема и программа развития электроэнергетики Самарской области на 2019 – 2023 годы [Электронный ресурс] : офиц. портал Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области. Самара, 2019. URL: <https://minenergo.samregion.ru/2019/06/25/rasporyazhenie-gubernatora-samarskoj-oblasti-ot-30-04-2019-221-r-ob-utverzhdanii-shemy-i-programmy-razvitiya-elektroenergetiki-samarskoj-oblasti-na-period-2019-2023-godov/> (дата обращения: 16.02.2020).
2. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ [Электронный ресурс]. Взамен ГОСТ Р 50270-92; утв. и введ. 21.10.93. М.: Стандартиформ, 2006. 47 с. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200004630> (дата обращения: 12.03.2020).
3. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. Утв. и введ. приказом № 173-ст от 12.07.2007. М.: Стандартиформ, 2007. 40 с. URL: http://www.complexdoc.ru/pdf/ГОСТ%20Р%2052735-2007/gost_r_52735-2007 (дата обращения: 10.03.2020).
4. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов. [4-е изд.]. М.: Изд-во «Высшая школа», 2016. 639 с.
5. Вахнина В.В. Системы электроснабжения: электронное учебно-методическое пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 1 оптический диск.
6. Степкина Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проектирования и дипломного проектирования. Тольятти: Изд-во Тольяттинского государственного университета, 2007. 124 с.

7. Aamir Q., Muhammad U., Fan Y. Derivative Method Based Orientation Detection of Substation Grounding Grid // Energies. 2018. № 11. P. 1-15.

8. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. [Электронный ресурс]: РД 34.20.185-94: введ. 1995-01-01. М.: Энергоатомиздат, 1995. 48 с. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294851/4294851704.pdf> (дата обращения: 01.03.2020).

9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НПТ ПС) [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.10.028-2009 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 13.04.09. М. : [б.и.], 2009. 96 с. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf (дата обращения: 21.02.2020).

10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: 7-ое издание. 178 с. URL: https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 18.02.2020).

11. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008: введ. 2007-12-20. М.: [б.и.], 2007. 132 с. URL:http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf (дата обращения: 18.02.2020).

12. КРУС-СЭЩ-75 6 кВ. Комплектное распределительное устройство наружной установки на напряжение 6(10) кВ [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «ГК «Электрощит» ТМ Самара». Самара, 2018. 11 л. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/krus-seshch-75-6-10-kv/> (дата обращения: 14.03.2020).

13. Номенклатурный каталог Тольяттинский Трансформатор [Электронный ресурс]: каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор. Тольятти, 2019. 115 с. URL:

[http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf\(2151561%20v1\).pdf](http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2019%20г.pdf(2151561%20v1).pdf) (дата обращения: 21.02.2020).

14. Распределение электроэнергии. Распределительные ячейки. Серия SM 6, 6-20 кВ [Электронный ресурс]: каталог; разработчик и изготовитель АО «Шнейдер Электрик». Москва, 2019. 58 л. URL: http://www.rer.ru/SE/SM6_Catalog.pdf (дата обращения: 14.03.2020).

15. Свердловский завод трансформаторов тока [Электронный ресурс] : каталог ; разработчик и изготовитель «Свердловский завод трансформаторов тока». Екатеринбург, 2019. 295 л. URL: http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2019/katalog_2019_electr.pdf (дата обращения: 14.03.2020).

16. Технический каталог газонаполненное оборудование [Электронный ресурс]: каталог; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 54 л. URL: http://www.zeto.ru/download/5571/ЗЭТО_газонаполненное_оборудование_2016.pdf (дата обращения: 14.03.2020).

17. Электроаппараты [Электронный ресурс]: каталог ; разработчик и изготовитель ЗАО «ГК «Электрощит – ТМ Самара». Самара, 2018. 35 л. URL: <https://electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/> (дата обращения: 14.03.2020).

18. Виды схем электроснабжения и области их применения [Электронный ресурс]: сайт Школа для электрика. URL: <http://electricalschool.info/main/electroshemy/605-vidy-skhem-jelektrosnabzhenija-i.html> (дата обращения: 18.02.2020).

20. Защита и автоматика присоединений 6-35 кВ [Электронный ресурс]: офиц. сайт ЗАО «Радиус автоматика». URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/> (дата обращения: 22.03.2020).

21. Комсомольский район (Тольятти) [Электронный ресурс] : сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki> (дата обращения: 16.02.2020).

22. Основные технические характеристики вакуумных выключателей ВБЭ [Электронный ресурс] : сайт НПП «Контакт». URL: http://www.kontakt-saratov.ru/vikl_vbe_10_31-5/teh_harakter_vbe_10-315/ (дата обращения: 14.03.2020).

23. Прайс-лист на трансформаторы и КТП [Электронный ресурс] : сайт ГОСТиндустрия. URL: <http://transformator.oogost.ru/cena-silovoi-transformator/> (дата обращения: 22.02.2020).

24. Тарифы в Самарской области на 2019 год [Электронный ресурс] : сайт Energybase.ru. URL: [https://energybase.ru/tariff/samarskaya-oblast?TariffSearch\[type_id\]=15236512154&?4522](https://energybase.ru/tariff/samarskaya-oblast?TariffSearch[type_id]=15236512154&?4522) (дата обращения: 22.02.2020).

25. Тольятти в цифрах [Электронный ресурс] : офиц. портал Администрации городского округа Тольятти. URL: <https://tgl.ru/tgl-in-figures/> (дата обращения: 16.02.2020).

26. Трансформатор НАМИТ-6-2 [Электронный ресурс] : офиц. сайт Новочебоксарского электромеханического завода. URL: http://www.nemz.ru/transformator_napryazhenia_namit-6-2 (дата обращения: 14.03.2020).

27. Трансформаторные подстанции [Электронный ресурс] : сайт Экспоцентр. URL: <https://www.elektro-expo.ru/ru/articles/transformatornaya-podstanciya/> (дата обращения: 18.02.2020).

28. Amar M. Lessons I learned during installation and wiring of LV switchboard [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2020. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/lessons-installation-wiring-lv-switchboard> (дата обращения: 10.02.2020).

29. Csanyi E. What does a good grounding of the power substation and switching station really mean? [Электронный ресурс] : Electrical Engineering

Portal. 2017. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/good-grounding-power-substation-electrical-engineering-systemsoft> (дата обращения: 10.02.2020).

30. Jignesh P. What is the difference between Bonding, Grounding and Earthing? [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2017. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/what-is-the-difference-between-bonding-grounding-and-earthing> (дата обращения: 10.02.2020).

31. Richard P. Best practice in power substation grounding [Электронный ресурс] : Electrical Engineering Portal. 2019. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/ss-grounding-in-electrical-power-substation-network-high-impedance> (дата обращения: 10.02.2020).

Приложение А
Расчет нагрузок ТП-183

Таблица А.1 – Расчет нагрузок ТП-183

Потребители	Нумерация потребителей по плану	Жилая застройка						Социальная застройка			Нагрузка на силовые трансформатора				Необходимая мощность ТП, кВА	Процент загрузки трансформаторов, %		
		Число квартир, шт		Нагрузки одной квартиры кВт	Силовая нагрузка		Коэффициент одновременности нагрузки		Мощность освещения, кВт	Силовая нагрузка		Тр-тор 2		Тр-тор 1		Тр-тор 2	Тр-тор 1	
		Тр-тор 2	Тр-тор 1		Р кВт	Q кВар	Тр-тор 2	Тр-тор 1		Р кВт	Q кВар	Р кВт	Q кВар	Р кВт				Q кВар
Жилая застройка	поз. 12	108		1,04								181	36,8					
	сущ.ж.д	66																
	поз. 3		180	0,99										212	43			
	сущ.ж.д		33		5													
Элеваторы в жилых застройках	поз. 3				33	44		0,8						23,8	31,8			
	поз. 12				55	66,6	0,7					34,5	46,2					
Контора госстраха, милиция									25			17,5	5,8					
Итоговая нагрузка на шинах напряжением 380 В											233	88,2	235	74,8	2x400	63	62	
											S2=251		S1=249					

Приложение Б
Расчет нагрузок ТП-184

Таблица Б.1 – Расчет нагрузок ТП-184

Потребители	Нумерация потребителей по плану	Жилая застройка							Социальная застройка				Нагрузка на силовые трансформатора				Необходимая мощность ТП, кВА	Процент загрузки трансформаторов, %	
		Число квартир, шт		Нагрузки одной квартиры кВт	Силовая нагрузка		Коэффициент одновременности нагрузки		Мощность освещения, кВт	Силовая нагрузка		Коэффициент участия в максимуме нагрузки	Тр-тор 2		Тр-тор 1			Тр-тор 2	Тр-тор 1
		Тр-тор 2	Тр-тор 1		Р кВт	Q кВа р	Тр-тор 2	Тр-тор 1		Р кВт	Q кВар		Р кВт	Q кВа р	Р кВт	Q кВар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Жилая застройка	поз. 13		144	0,945											295	60			
	поз. 14		72																
	сущ. ж.д.		48																
	сущ. ж.д.		48																
	поз.2	108		0,94															
	поз. 2А	72																	
	поз 14	72																	
сущ. ж.д.	70																		

Продолжение Приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Элеваторы в жилых застройках	поз. 11				22	29,4		0,8				0,9			15,9	21,2			
	поз. 9				33	44		0,8				0,9			23,8	31,8			
	поз.38				22	29,4	0,8					0,9	15,9	21,2					
	поз. 9				44	58,6	0,7					0,9	27,7	37					
	поз. 10				22	29,4						0,9	15,9	21,2					
Центральный трансформаторный пункт	ввод №2									61,5	29,7	0,7			43	20,7			
	ввод №1									60,9	31,2	0,7	42,5	21,8					
Наружное освещение															4	1,3			
Итоговая нагрузка на шинах напряжением 380 В													405	162	401,2	150,1	2x630	69	68
													S2=435		S1=429				

Приложение В

Расчет кабелей 0,4 кВ для ТП-183 и ТП-184

Таблица В.1 – Расчет кабелей 0,4 кВ для ТП-183 и ТП-184

Наименование присоединения		Мощность присоединения по расчету, кВт		Ток присоединения, А		Коэффициент мощности		Длина КЛ	Марка и сечение КЛ (АГВГ-1)	Потери напряжения в КЛ ΔU, %	
Откуда	Куда	режим		режим		режим				режим	
		авар.	норм.	авар.	норм.	авар.	норм.			авар.	норм.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП-183	Л-1 к поз.3	146,8	123	242	192	0,92	0,98	65	1(4*120)	1,96	1,55
	Л-3 к поз.12	220,1	185,4	368	288	0,91	0,98	105	2(4*150)	1,89	1,47
	Л-5 к сущ.ж.д.	73,2	73,2	114	114	0,98	0,98	115	2(4*50)	1,9	1,9
	Л-7 к сущ.ж.д.	55,7	55,7	87	87	0,98	0,98	115	2(4*50)	1,9	1,44
	Л-2 к поз.3	146,8	26,4	242	67	0,92	0,6	65	1(4*120)	1,96	0,41
	Л-4 к поз.12	220,1	38,5	368	98	0,91	0,6	105	2(4*150)	1,89	0,4
	Л-6 к сущ.ж.д.	55,7	55,7	87	87	0,98	0,98	145	2(4*50)	1,9	1,81
ТП-184	Л-1 к поз.14	106,1	90,3	177	140	0,91	0,98	60	1(4*120)	1,3	1,04
	Л-3 к поз.14	106,1	90,3	177	140	0,91	0,98	100	1(4*150)	1,7	1,36
	Л-5 к поз.13	183,7	156	307	242	0,91	0,98	125	1(4*185)	3,1	2,51
	Л-7 к поз.2	146,8	123	242	191	0,92	0,98	45	1(4*120)	1,35	1,07
	Л-9 к поз.2А	106,1	90,3	177	140	0,91	0,98	140	1(4*95)	3,74	3,05
	Л-11 к сущ.ж.д.	68,2	68,2	106	106	0,98	0,98	215	2(4*50)	3,3	3,3
	Л-13 к сущ.ж.д.	88,2	88,2	137	137	0,98	0,98	165	2(4*70)	2,36	2,36
	Л-15 к поз.27	107	61,5	180	104	0,9	0,9	115	1(4*120)	2,55	1,46
	Л-2 к поз.14	106,1	17,6	177	44,6	0,91	0,6	60	1(4*120)	1,3	0,25

Продолжение Приложения В

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП-184	Л-4 к поз.14	106,1	17,6	177	44,6	0,91	0,6	100	1(4*150)	1,7	0,35
	Л-6 к поз.13	183,7	30,8	307	78	0,91	0,6	125	1(4*185)	3,1	0,57
	Л-8 к поз.2	146,8	26,4	242	67	0,92	0,6	45	1(4*120)	1,35	0,29
	Л-10 к поз.2А	106,1	17,6	177	44,6	0,91	0,6	140	1(4*95)	3,74	0,71
	Л-12 к суц.жд.	88,2	88,2	144	144	0,93	0,93	110	2(4*95)	1,22	1,22
	Л-14 к поз.27	107	61,5	180	94	0,9	0,9	115	1(4*120)	2,55	1,31

Приложение Г

Расчет заземления электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ

Расчет ведется по методике, представленной в [6].

Исходные данные для производства расчета заземляющего устройства подстанции:

- 1) Глубина заложения горизонтальной полосы $t = 0,7$ м;
- 2) Сопротивление заземляющего устройства по ПУЭ $R_3 = 0,5$ Ом;
- 3) Удельное сопротивление грунта $r = 100$ Ом·м;
- 4) Длина вертикальных металлических стержней $l = 5$ м;
- 5) Диаметр вертикального металлического стержня $d = 0,0475$ м;
- 6) Расстояние между вертикальными металлическими стержнями $a = 10$ м.

«Расчет сопротивления одного вертикального металлического стержня производится по следующей формуле:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + 1}{4 \cdot t' - 1}\right) \right], \quad (\text{Г.1})$$

где $t' = \frac{t+1}{2 \cdot l} \approx 3$ м - относительное значение глубины заложения

полосы заземления;

$\rho_{\text{расч}} = r \cdot K_c = 100 \cdot 1,25 = 125$ Ом – расчетное сопротивление грунта

с учетом коэффициента сезонности;

$K_c = 1,25$ - коэффициент сезонности для климатической зоны II» [6].

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot 5}{0,0475}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot 3 + 1}{4 \cdot 3 - 1}\right) \right] = 21,56 \text{ Ом.}$$

Продолжение Приложения Г

«Расчет количества вертикальных металлических стержней, необходимых к установке, производится по следующей формуле:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c}, \quad (\text{Г.2})$$

где $n_c = 0,78$ - коэффициент использования вертикальных металлических заземлителей» [6].

$$N_c = \frac{21,56}{0,5 \cdot 0,78} = 55,28 \approx 56 \text{ шт.}$$

«Расчет сопротивления заземляющей сетки подстанции выполняется по следующей формуле:

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расчг}}}{L} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t} \right), \quad (\text{Г.3})$$

где $L = (A+B) \cdot 2 = (7 + 20) \cdot 2 = 54$ м – периметр подстанции;

$\rho_{\text{расчг}} = r \cdot K'_c = 100 \cdot 4,5 = 450$ Ом – расчетное сопротивление грунта

с учетом коэффициента сезонности;

$K'_c = 4,5$ - коэффициент сезонности для климатической зоны II» [6].

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot 450}{54} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 54^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 10,93 \text{ Ом.}$$

«Расчет сопротивления отдельной заземляющей полосы в контуре производится по следующей формуле» [6].:

Продолжение Приложения Г

$$R_{\text{ПК}} = \frac{R_{\text{П}}}{n_{\text{П}}}, \quad (\text{Г.4})$$

$$R_{\text{ПК}} = \frac{10,93}{0,45} = 24,3 \text{ Ом}.$$

«Расчет значения необходимого сопротивления металлических вертикальных стержней» [6].:

$$R = \frac{R_{\text{ПК}} \cdot R_3}{R_{\text{ПК}} + R_3}, \quad (\text{Г.5})$$

$$R = \frac{24,3 \cdot 0,5}{24,3 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом}.$$

«Уточненное количество вертикальных металлических стержней рассчитывается по следующей формуле» [6].:

$$N'_c = \frac{R_c}{R \cdot n_c}, \quad (\text{Г.6})$$

$$N'_c = \frac{21,56}{0,49 \cdot 0,78} = 57,41 \approx 58 \text{ шт}.$$

Приложение Д

Расчет молниезащиты электрической подстанции «МИС» 110/10/6 кВ

Расчетная высота стержневого молниеотвода $h = 15$ м.

«Активная высота стержневого молниеотвода рассчитывается по следующей формуле:

$$h_c = h - h_x, \quad (\text{Д.1})$$

где $h_x = 3,5$ м – высота защищаемого объекта» [6].

$$h_c = 15 - 3,5 = 11,5 \text{ м.}$$

«Зона защиты стержневого молниеотвода рассчитывается по следующей формуле:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (\text{Д.2})$$

где $p = 1$ – коэффициент разновысотности молниеотводов» [6].

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 11,5 \cdot 1}{1 + \frac{3,5}{15}} = 15 \text{ м.}$$

В соответствие с результатом расчетов по формуле (Д.2) к установке принимаем 2 молниеотвода, которые располагаются по углам электрической подстанции.