

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 схемы электрических соединений и
электрооборудования ОРУ-35 кВ, ЗРУ 10 кВ подстанции Жигули

Студент

Е.А. Морозов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Е. Бурмутаев

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

Тольятти 2020

Аннотация

Настоящая бакалаврская работа выполнена в целях реконструкции схемы электрических соединений и основного электрического оборудования источника питания, обеспечивающего электроэнергией сельское поселение (далее по тексту с.п.) «Жигули» Ставропольского района Самарской области.

Объект бакалаврской работы, являющийся источником питания для с.п. «Жигули», одноименная подстанция «Жигули» 35/10 кВ.

Реконструированная схема электрических соединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ, а также замененное на современные образцы основное электрическое оборудование, являются результатом работы.

Структура выполнения настоящей бакалаврской работы:

1) Анализ существующей ситуации на подстанции «Жигули» 35/10 кВ в части нагрузки, схемы электрических соединений и основного электрооборудования;

2) Разработка, расчетно-экономическое обоснование и принятие основных технических решений.

Бакалаврская работа сопровождается графическим материалом в виде чертежей формата А1, на которых представлено следующее:

- схема электрических соединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ до мероприятий по реконструкции;

- схема электрических соединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ после мероприятий по реконструкции;

- план подстанции «Жигули» 35/10 кВ и разрез;

- чертеж оборудования для ограничения перенапряжений ОПН-П-35;

- план молниезащиты подстанции «Жигули» 35/10 кВ;

- схема электрических соединений системы питания собственных нужд подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

Бакалаврская работа включает в себя 71 страницу текста, 7 рисунков, 14 таблиц, 26 библиографических источников.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткое описание подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	7
2 Электрическая нагрузка подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	9
3 Силовые трансформаторы подстанции «Жигули» 35/10 кВ.	
Выбор количества, типа, расчет мощности.....	13
3.1 Трансформатор ТМН-4000/35/10 кВА. Производство технико-экономических расчетов.....	14
3.2 Трансформатор ТМН-6300/35/10 кВА. Производство технико-экономических расчетов.....	18
4 Схема электрических соединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ	20
5 Токи короткого замыкания подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	25
5.1 Расчет в точке К1	27
5.2 Расчет в точке К2	29
5.3 Расчет в точке К3	30
6 Электрооборудование ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	32
6.1 Выбор выключателя 35 кВ	33
6.1.1 Общее описание высоковольтных элегазовых баковых выключателей 35 кВ	34
6.1.2 Общее описание высоковольтных вакуумных выключателей 35 кВ	35
6.2 Выбор разъединителя 35 кВ.....	38
6.3 Выбор заземлителя нейтрали трансформатора 35 кВ.....	39
6.4 Выбор ограничителя перенапряжений 35 кВ.....	40
6.5 Выбор электрооборудования ЗРУ 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	42
6.5.1 Выбор ячейки комплектного распределительного устройства 10 кВ	43

6.5.2	Выбор выключателя 10 кВ	45
6.5.3	Выбор трансформатора тока 10 кВ	46
6.5.4	Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	47
6.5.5	Выбор ограничителя перенапряжений 10 кВ.....	48
7	Релейная защита подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	49
7.1	Общая информация о релейной защите подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	49
7.2	Защита силового трансформатора подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	50
7.3	Защита трансформаторов напряжения 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	51
7.4	Защита линий ячеек отходящих присоединений 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ	52
7.5	Защита вводных ячеек 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ	52
7.6	Защита ячейки секционного выключателя 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	53
7.7	Центральная сигнализация подстанции «Жигули» 35/10 кВ	54
8	Заземление и молниезащита подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	55
8.1	Заземление	55
8.2	Молниезащита	56
	Заключение	57
	Список используемых источников.....	58
	Приложение А Расчет уставок релейной защиты на примере ячеек отходящих присоединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ	62
	Приложение Б Расчет заземления подстанции «Жигули» 35/10 кВ.....	68
	Приложение В Расчет молниезащиты подстанции «Жигули» 35/10 кВ....	71

Введение

Энергия электричества - это ресурс, который позволил человечеству выйти на качественно новый уровень жизни.

В настоящее время, любой город, поселок городского типа, сельское поселение, невозможно представить без электричества. Электричество дает свет, тепло, благодаря нему вода поступает в дома людей, готовится пища, обеспечивается досуг и быт.

Но чтобы пользоваться электричеством, его необходимо доставить в места проживания людей, т.е. передать на определенное расстояние. Для передачи электричества сооружают воздушные линии (далее по тексту ВЛ) и подстанции.

Такая цепочка как: электростанция – воздушные линии – трансформаторные подстанции (в том числе подстанция конечного потребителя) и есть система, благодаря которой возможен существующий уровень жизни людей.

Каждую систему необходимо поддерживать в рабочем состоянии, иначе она будет нарушена. В данном случае нарушение, есть повреждение какого-либо звена, из-за которого не будет работать вся система, и, в конечном итоге, люди останутся без электричества.

Согласно информации, изложенной в [6], по состоянию на 2019 г., в процентном выражении – 59 % всех существующих подстанций 35 кВ и выше отработали свой нормативный срок службы, т.е. срок их эксплуатации составляет 25 лет и более. Не исключение и подстанция «Жигули» 35/10 кВ, которая введена в эксплуатацию в 1979 году. Доля основного электрооборудования, находящегося более 25 лет в эксплуатации, для подстанций 35 кВ, составила 81 % [6].

Учитывая описанные обстоятельства, а это сверхнормативный срок эксплуатации основного электрооборудования подстанций в разрезе класса напряжения 35 кВ, невозможно говорить о какой-либо

надежности электроснабжения. Частые отключения электричества у населения, в текущих условиях, является «нормой», но это в принципе не может и не должно быть «нормой».

Описанная ситуация характерна и для подстанции «Жигули» 35/10 кВ, которая находится в эксплуатации 41 год. Оборудование подстанции устарело и значительно износилось.

В условиях быстро разрастающихся населенных пунктов (частная застройка с высокой мощностью нагрузки), а к таким пунктам относится с.п. «Жигули» [1, 16], возникает острая необходимость в реконструкции электроэнергетического объекта - подстанции «Жигули» 35/10 кВ, для обеспечения электроснабжения населения с высокой степенью надежности.

Цель настоящей бакалаврской работы – повышение надежности электроснабжения от подстанции «Жигули» 35/10 кВ путем проведения реконструкции схемы электрических соединений и замены электрооборудования.

Достижение цели возможно постановкой и дальнейшим решением следующих задач:

- 1) Анализ существующей ситуации на подстанции «Жигули» 35/10 кВ в части нагрузки, схемы электрических соединений и основного электрооборудования;

- 2) Разработка, расчетно-экономическое обоснование и принятие основных технических решений.

1 Краткое описание подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Подстанция «Жигули» 35/10 кВ находится в одноименном с.п. «Жигули» Ставропольского района Самарской области по улице Кооперативная в районе дома № 91. Географические координаты: 53.355619, 49.321135. Расположение подстанции относительно с.п. «Жигули», представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расположение подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Подстанция «Жигули» 35/10 кВ обслуживается Жигулевским РЭС (районные электрические сети), которое относится к филиалу ПАО «МРСК Волги» - Самарские распределительные сети».

1979 г. это год ввода подстанции «Жигули» в эксплуатацию. На сегодняшний день общий срок эксплуатации составляет 41 год.

Питание подстанции «Жигули» 35/10 кВ осуществляется от распределительного устройства (далее по тексту РУ) подстанции

«Александровка» 110/35/10 кВ посредством одноцепной ВЛ 35 кВ «Александровка – Жигули».

Согласно ПУЭ [7], потребители подстанции «Жигули» 35/10 кВ, по категории надежности электроснабжения относятся ко второй II (малое число) и третьей III категории (преобладают).

Подстанция «Жигули» 35/10 кВ это единственный центр питания в районе с.п. «Жигули» и она относится по типу к «тупиковым» [21], т.е. электроэнергия на подстанцию поступает от одного источника питания по одноцепной ВЛ.

Конструктивно, распределительное устройство (далее по тексту РУ) 35 кВ и подстанции «Жигули» 35/10 кВ выполнено открытым (ОРУ), а РУ 10 кВ закрытым (ЗРУ).

ОРУ 35 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ выполнено по схеме № 35-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» [8]. ЗРУ 10 кВ выполнено в виде одной секции шин из 7-ми ячеек КСО-292 (выключатели ВМГ-10).

Мощность и тип силового трансформатора, установленного на подстанции «Жигули» 35/10 кВ – ТМ-4000/35/10-У1.

Оперативный ток подстанции выполнен на переменном токе.

Обслуживающего персонала на подстанции нет. Необходимое обслуживание выполняется оперативными выездными бригадами.

2 Электрическая нагрузка подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Электрические нагрузки подстанции «Жигули» 35/10 кВ необходимо рассчитать в целях последующего выбора силового трансформатора.

Основанием для проведения расчета нагрузок является годовой график нагрузки силового трансформатора. Расчеты также учитывают возможные перспективы развития электрической сети в части увеличения потребляемой мощности. Исходные данные для расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета нагрузок подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Характер и наименование нагрузки	Максимальная активная мощность, кВт	Способ передачи	Электрическое напряжение, кВ	Коэффициент мощности, $\cos\varphi$
Население с.п. «Жигули». Фидер 10 кВ вводной.	3200	КЛ	10	0,92
Нагрузка, учитываемая дополнительно	1300	КЛ	10	0,92

Графики нагрузок потребителей подстанции «Жигули» 35/10 кВ представлены на рисунках 2 и 3.

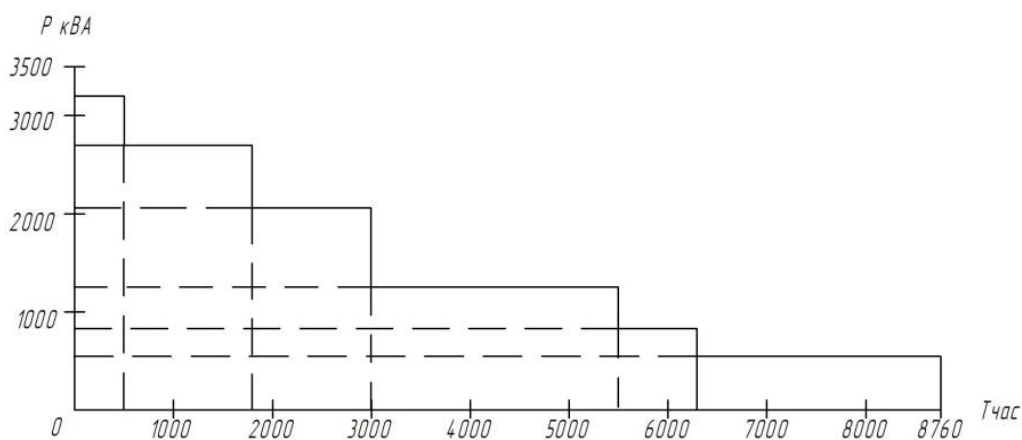


Рисунок 2 – График нагрузки фидера ввода 10 кВ

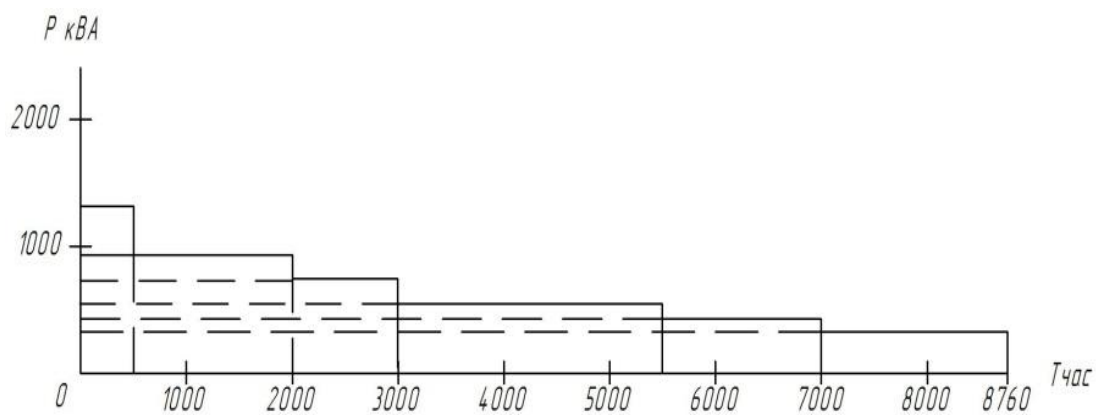


Рисунок 3 – График нагрузки, учитываемой дополнительно

По представленным на рисунках 2 и 3 годовым графикам нагрузки по активной мощности, с учетом продолжительности каждой ступени графика нагрузки, определим полную мощность нагрузки для отдельного потребителя и для всей подстанции.

«Полная мощность нагрузки отдельного потребителя рассчитывается по следующей формуле:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos\varphi_i}, \quad (1)$$

где P – максимальная потребляемая активная мощность отдельного потребителя, кВт» [3].

Выполним расчет полных мощностей нагрузок отдельных потребителей в соответствии с формулой (1):

$$S_{\text{вв.10}} = \frac{3200}{0,92} = 3478,3 \text{ кВА},$$

$$S_{\text{допн.}} = \frac{1300}{0,92} = 1413 \text{ кВА}.$$

Суммарное значение полной мощности нагрузки всех потребителей подстанции, есть сумма полных мощностей нагрузок отдельных потребителей. $S_{\max PC} = 3478,3 + 1413 = 4891,3$ кВА.

Для производства дальнейших расчетов необходимо вычислить значение электроэнергии, которая потребляется отдельными потребителями.

«Электроэнергия, потребляемая отдельными потребителями, вычисляется по следующей формуле:

$$W = \sum_{i=1}^k P_i \cdot t_i, \quad (2)$$

где P_i – значение потребляемой активной мощности для каждой ступени годового графика нагрузки, кВт;
 t_i – значение продолжительности потребляемой активной мощности для каждой ступени годового графика нагрузки, час» [3].

Произведем расчеты по формуле (2).

Значение электроэнергии, потребляемой вводным фидером 10 кВ:

$$W_{\text{вв.10}} = \left(\begin{array}{l} 3200 \cdot 500 + 2700 \cdot 1300 + 2100 \cdot 1200 + 1200 \cdot 2500 + \\ + 800 \cdot 800 + 600 \cdot 2460 \end{array} \right) = 12476 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Значение электроэнергии, потребляемой дополнительной нагрузкой:

$$W_{\text{допн.}} = \left(\begin{array}{l} 1300 \cdot 500 + 900 \cdot 1500 + 700 \cdot 1000 + 500 \cdot 2500 + \\ + 400 \cdot 1500 + 300 \cdot 1760 \end{array} \right) = 5078 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Значение электроэнергии, потребляемой по подстанции «Жигули» 35/10 кВ в целом, есть сумма значений электроэнергии, потребляемой отдельными потребителями. Соответственно $W_{PC} = 12476 + 5078 = 18526$

МВт · ч. Далее необходимо определить продолжительность максимального значения электроэнергии, потребляемой нагрузкой подстанции.

«Продолжительность потребления нагрузкой подстанции максимального значения электроэнергии, рассчитывается по следующей формуле:

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

где $P_{м.общ}$ – максимальное значение активной мощности, потребляемое подстанцией в целом, кВт» [3].

$$T_M = \frac{18526}{3,2 + 1,3} = 4397,3 \text{ ч.}$$

На рисунке 4 представлен суммарный годовой график нагрузки подстанции «Жигули» 35/10 кВ (сумма графиков на рисунках 2 и 3).

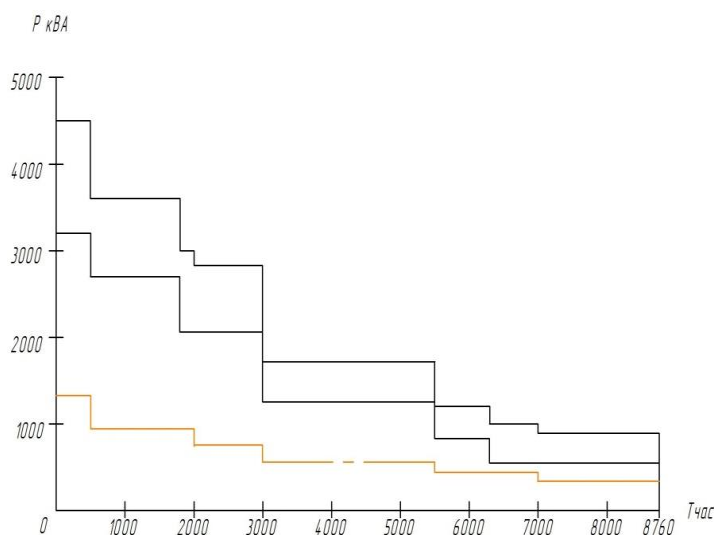


Рисунок 4 – Суммарный годовой график нагрузки подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Далее произведем выбор и расчет силовых трансформаторов.

3 Силовые трансформаторы подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

Выбор количества, типа, расчет мощности

Мощность силового трансформатора выбирается исключительно из результатов технико-экономического расчета, главным показателем которого являются минимальные приведенные затраты. Технико-экономический расчет учитывает нагрузку на подстанцию, где планируется устанавливать трансформаторы, удельную плотность нагрузки, стоимостные показатели электроэнергии, а также ряд других факторов.

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» [5]. Значение допустимой перегрузки – 40% от номинальной мощности трансформатора.

На данный момент на подстанции «Жигули» 35/10 кВ установлен один трансформатор, питающий потребителей II и III категории по надежности электроснабжения. Учитывая перспективу роста нагрузок, в связи с возможным разрастанием частной застройки и развитием с.п. «Жигули», необходимо принять к установке, на подстанции «Жигули» 35/10 кВ, два трехфазных двухобмоточных трансформатора.

Для расчета мощности трансформатора необходимого к установке, в случае простой двухтрансформаторной подстанции, как правило, используется следующее приближенное выражение:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max ПС}}, \quad (4)$$

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq 0,7 \cdot 4891,3 = 3423,91 \text{кВА} .$$

В соответствии с условиями выражения (4), подбираем два ближайших, следующих по шкале номинальных мощностей, значения мощности трансформаторов, с целью последующего их технико-экономического сравнения. Подходят значения – 4 МВА и 6,3 МВА, трансформаторы соответственно ТМН-4000/35/10 кВА и ТМН-6300/35/10 кВА.

В таблице 2 представлены параметры выбранных трансформаторов [12].

Таблица 2 – Параметры трансформаторов

Тип силового трансформатора	Потери ХХ и КЗ, кВт		Напряжение короткого замыкания U_k , % ВН-НН	Ток холостого хода $I_{х.х}$, %
	P_x	P_k		
ТМН - 4000/35/10	5,6	33,5	7,5	0,9
ТМН - 6300/35/10	8	46,5	7,5	0,8

3.1 Трансформатор ТМН-4000/35/10 кВА. Производство технико-экономических расчетов

«Приведенные потери мощности определяются из формулы:

$$P'_T = P'_{x.x} + k_3^2 \cdot P'_k, \quad (5)$$

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

k_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

P'_k - приведенные потери активной мощности в режиме короткого замыкания трансформатора» [3].

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

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

где $\kappa_{un} = 0,05 \text{ кВт/квар}$ - коэффициент изменения потерь, определяемый из [3];

$Q_{x.x} = \frac{I_{x.x}}{100} \cdot S_{ном.Т} = 36 \text{ квар}$ - потери реактивной мощности трансформатора в режиме холостого хода» [3].

$$P'_{x.x} = 5,6 + 0,05 \cdot 36 = 7,4 \text{ кВт.}$$

«Коэффициент загрузки трансформатора определяется из формулы:

$$\kappa_3 = \frac{S_{\max \text{ ПС}}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (7)$$

где $S_{\max \text{ ПС}}$ - максимальная полная мощность нагрузки трансформатора» [3].

$$\kappa_{з.в.} = \frac{4891,3}{4000} = 1,223.$$

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

$$P'_k = P_{к.з} + \kappa_{un} \cdot Q_k, \quad (8)$$

где $Q_k = \frac{U_k}{100} \cdot S_{ном.Т}$ - потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора [3].

$$Q_k = \frac{7,5}{100} \cdot 4000 = 300 \text{ квар,}$$

$$P'_k = 33,5 + 0,05 \cdot 300 = 48,5 \text{ кВт,}$$

$$P'_T = 7,4 + 1,125^2 \cdot 48,5 = 79,94 \text{ кВт.}$$

«Потери электроэнергии определяются из следующего выражения:

$$\Delta W_{\text{п.с}} = \sum \Delta W_{\text{х.х}i} + \sum \Delta W_{\text{к.зв}i} = \sum n_i \cdot P'_{\text{х.х}} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_{3,i}^2 \cdot T_i \right), \quad (9)$$

где i – ступень годового графика нагрузки;

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

T_i – продолжительность соответствующей ступени годового графика нагрузки» [3].

Расчет потерь электроэнергии на подстанции «Жигули» 35/10 кВ по формуле (9) представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Потери электроэнергии. ТМН - 4000/35/10

i	$S_{\text{обм.НН}}$	n	T_i	$K_{3,Н}$	$\Delta W_{\text{к.зв}i}$	$\Delta W_{\text{х.х}i}$
1	4891,3	2	500	1,223	18131	7400
2	3913,0	2	1300	0,978	30169	19240
3	3260,9	2	200	0,815	3223	2960
4	3043,5	2	1000	0,761	14039	14800
5	1847,8	2	2500	0,462	12938	37000
6	1304,3	1	800	0,326	4126	5920
7	1087,0	1	700	0,272	2507	5180
8	978,3	1	1760	0,245	5106	13024
Итоговое значение			8760		90238	105524
					195762	

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

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

где $C_{\text{Э}}$ - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии» [3].

«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» [3, 20].

$$I_{\text{Э}} = 195762 \cdot \left(\frac{4,47}{4397,3} + 2,33 \right) = 456324,45 \text{ руб}$$

«Приведенные затраты на трансформатор определяются из формулы:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{Э}}, \quad (12)$$

где $E_{\text{н}} = 0,15$ – нормативный коэффициент дисконтирования;
 K – стоимость силовых трансформаторов (7 500 000 руб.) [18];
 $I_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии;
 $I_0 = 705000$ руб. – годовые отчисления на силовой трансформатор» [3].

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 7500000 + 705000 + 456324,45 = 2286324,45 \text{ руб}$$

Таким образом, стоимость приведенных затрат составляет 2286324,45 рублей на трансформатор ТМН-4000/35/10 кВА.

3.2 Трансформатор ТМН-6300/35/10 кВА. Производство технико-экономических расчетов

Расчет трансформатора ТМН-6300/35/10 кВА производится аналогично ТМН-4000/35/10 кВА, по формулам (5-12), и представлен далее:

$$Q_{x,x} = \frac{I_{x,x}}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = 50,4 \text{ квар},$$

$$P'_{x,x} = 8 + 0,05 \cdot 50,4 = 10,52 \text{ кВт},$$

$$K_{3,в.} = \frac{4891,3}{6300} = 0,776,$$

$$Q_k = \frac{7,5}{100} \cdot 6300 = 472,5 \text{ квар},$$

$$P'_k = 46,5 + 0,05 \cdot 472,5 = 70,125 \text{ кВт},$$

$$P'_T = 10,52 + 0,776^2 \cdot 70,125 = 52,74 \text{ кВт}.$$

Расчет потерь электроэнергии на подстанции «Жигули» 35/10 кВ по формуле (9) представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Потери электроэнергии. ТМН - 6300/35/10

i	$S_{\text{обм.НН}}$	n	T_i	$K_{3,н}$	$\Delta W_{к.3вi}$	$\Delta W_{x.xi}$
1	4891,3	2	500	0,776	10568	10520
2	3913,0	1	1300	0,621	35169	13676
3	3260,9	1	200	0,518	3757	2104
4	3043,5	1	1000	0,483	16366	10520
5	1847,8	1	2500	0,293	15082	26300
6	1304,3	1	800	0,207	2405	8416
7	1087,0	1	700	0,173	1461	7364
8	978,3	1	1760	0,155	2976	18515,2
Итоговое значение			8760		87784	97415
					185199	

$$И_{\text{Э}} = 185199 \cdot \left(\frac{4,47}{4397,3} + 2,33 \right) = 431701,93 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 8600000 + 808400 + 431701,93 = 2530101,93 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты на ТМН-4000/35/10 кВА – 2286324,45 руб., на ТМН-6300/35/10 – 2530101,93 руб. В силу того, что фактор приведенных затрат является решающим, выбираем трансформатора ТМН-4000/35/10 кВА.

Трансформатора ТМН является трехфазным силовым масляным трансформатором с системой охлаждения, выполненной по типу естественная циркуляция масла, с устройством регулирования напряжения под нагрузкой. Трансформатор данного типа и мощности, в условиях описанных нагрузок, является правильно выбранным и способен обеспечивать потребителей электроэнергией долгое время.

4 Схема электрических соединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Электрическое оборудование, такое как трансформатор, выключатель, разъединитель, воздушные линии, сборные шины подстанции, соединенные между собой и образующие единую, логически выстроенную, цепь элементов, направленную на выполнение таких задач, как прием, передача и распределение электроэнергии – есть схема электрических соединений подстанции.

Любая электрическая схема подстанции, уже на стадии проектирования, должна учитывать такой фактор, как перспективное развитие электрической сети в будущем.

«В соответствии со стандартом организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008, п. 1.2, к схемам электрических соединений предъявляются следующие основные требования:

- схема должна обеспечивать коммутацию определенного, заданного числа, элементов сети, таких как ВЛ, трансформаторы (автотрансформаторы), компенсирующие устройства;

- схема должна обеспечивать необходимую надежность работу РУ в соответствии с категорией надежности электроснабжения по ПУЭ, с учетом транзитных перетоков мощностей, в нормальном режиме без ограничения мощности, а в послеаварийном учитывать допустимую нагрузку оставшегося в работе оборудования;

- схема должна учитывать секционирование сети и выполнять функции при возникновении расчетных значений токов короткого замыкания;

- схема должна быть выстроена таким образом, чтобы можно было беспрепятственно выполнять эксплуатационное и ремонтное обслуживание;

- схема должна быть наглядна, удобна, компактна и экономична» [8].

На данный момент подстанция «Жигули» 35/10 кВ выполнена по простой схеме № 35-3Н, с одним трансформатором, и питает нагрузку преимущественно 3-ей категории по надежности электроснабжения.

С учетом перспективного развития с.п. «Жигули», в части значительного увеличения частной жилой застройки (коттеджные поселения), нагрузка на подстанцию может возрасти. Заселение территории предполагает её масштабное развитие со строительством необходимой инфраструктуры, а это больницы, магазины, торговые центры, малые предприятия. При этом появятся потребители 1-й категории по надежности электроснабжения, увеличится количество потребителей 2-й категории.

В существующем виде, подстанция «Жигули» 35/10 кВ не способна обеспечить требуемую надежность электроснабжения, а мощности одного трансформатора не хватит для удовлетворения спроса.

Необходимую надежность электроснабжения обеспечит схема № 35-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий, без ремонтной перемычки со стороны линий» [8].

Изменение схемы ОРУ-35 кВ вызывает необходимость в изменении схемы ЗРУ-10 кВ, т.к. в текущем виде, схема ЗРУ-10 кВ не стыкуется с новой схемой ОРУ-35 кВ и она также не способна удовлетворить прогнозный спрос и не отвечает необходимым требованиям по надежности электроснабжения. Существующая схема без секционирования моментально отключается при возникновении аварийной ситуации и потребители остаются без электроэнергии, что недопустимо, как сейчас, так и в перспективе [26].

Соответственно для ЗРУ-10 кВ выбираем схему № 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» [8].

Обе выбранные схемы для ОРУ-35 кВ и ЗРУ-10 кВ отвечают всем вышеописанным требованиям по надежности электроснабжения, секционированию, наглядности, компактности, удобству ремонтного и эксплуатационного обслуживания.

На рисунке 5, представлена схема ОРУ-35 кВ, после чего дано краткое описание работы схемы.

На рисунке 6, представлена схема ЗРУ-10 кВ, после чего также дано краткое описание работы схемы.

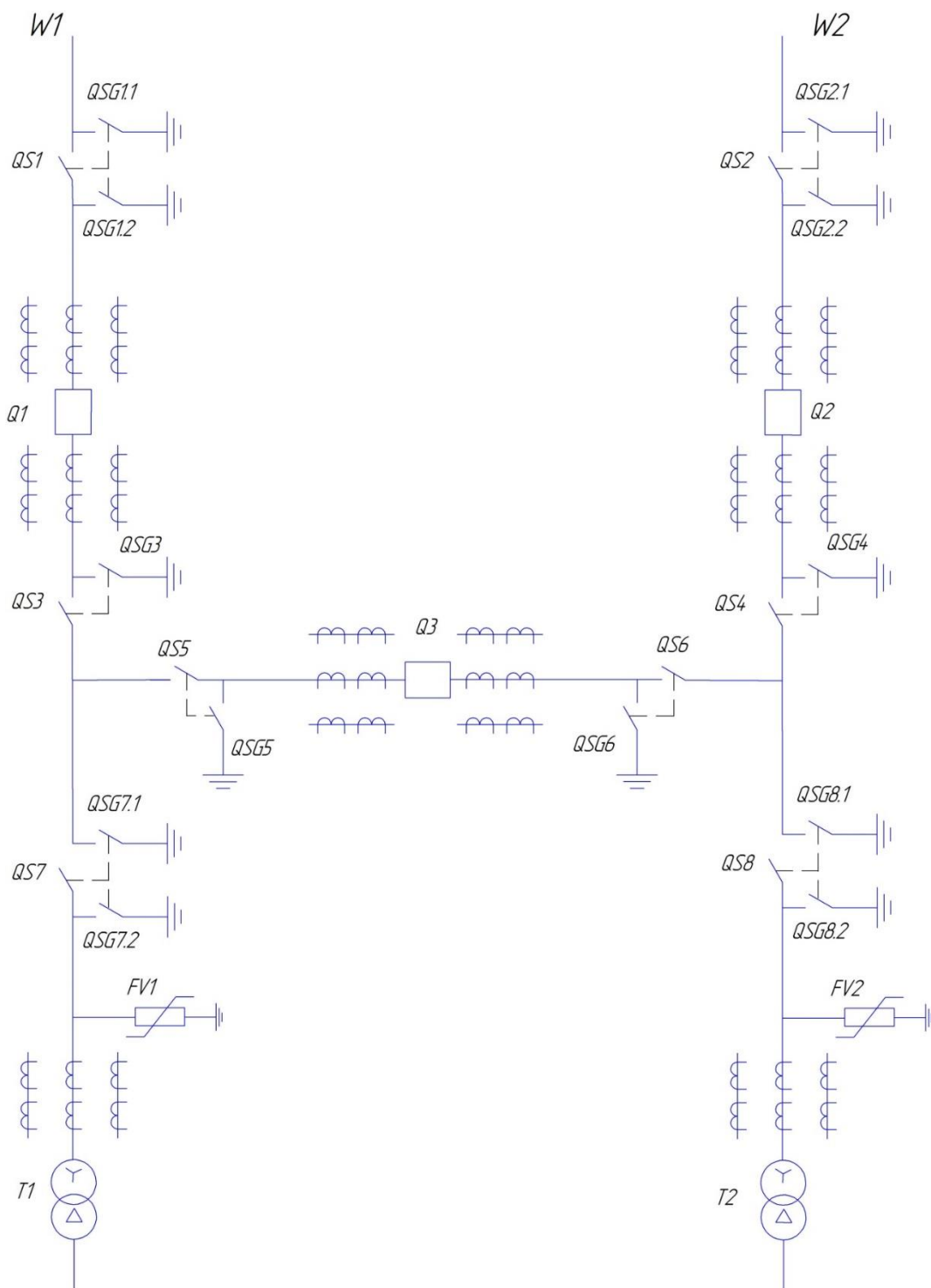


Рисунок 5 – Схема ОРУ 35 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Краткое описание работы схемы электрических соединений ОРУ 35 кВ.

1) Рабочий (нормальный) режим:

- выключатели Q1 и Q2, в цепях линий, остаются включенными в нормальном режиме работы, а выключатель Q3 остается выключенным в состоянии автоматического резерва;

- все разъединители на схеме, а это QS1, QS2, QS3, QS4, QS5, QS6, QS7, QS8, замкнуты на протяжении всего периода нормальной работы электрической схемы;

- питание на подстанцию поступает посредством двух ВЛ 35 кВ – W1 и W2.

2) Ремонтный (аварийный) режим:

- при ремонте какой-либо из линий W1 или W2, выключатель Q3, который в нормальном режиме отключен – задействуется, после чего отключается соответствующий выключатели цепи линии Q1 или Q2, что позволяет сохранить в работе оба трансформатора T1 и T2;

- при аварийном отключении какой-либо из линий W1 или W2, сначала происходит отключение одного из выключателей цепи линии Q1 или Q2, а уже потом задействуется выключатель Q3, это и есть автоматический ввод резерва (далее по тексту АВР), который допускается для потребителей 1-й категории по надежности электроснабжения, т.е. потребители остаются без питания лишь на время срабатывания устройств АВР;

3) Повреждение трансформатора:

- если один из трансформаторов, T1 или T2, был поврежден и по какой-либо причине произошло его отключение действием газовой защиты, дифференциальной защиты (ДЗТ) или максимальной токовой защиты (МТЗ), то выключатель в цепи линий Q1 или Q2 отключится, при этом не произойдет ввода резерва включением выключателя Q3, т.к. нельзя включать поврежденный трансформатор, поэтому далее произойдет включение выключателя секционной ячейки ЗРУ-10 кВ, что будет подробнее рассмотрено в описании работы схемы ЗРУ-10 кВ.

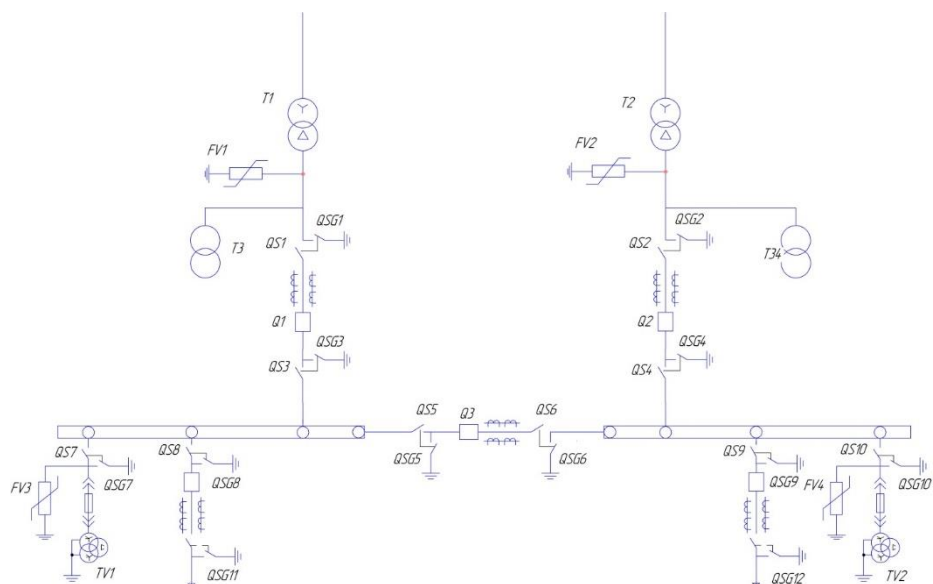


Рисунок 6 – Схема ЗРУ 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Краткое описание работы схемы электрических соединений ЗРУ 10 кВ.

1) Рабочий (нормальный) режим:

- вводные выключатели Q1 и Q2 остаются включенными в нормальном режиме работы, а выключатель Q3 остается выключенным в состоянии автоматического резерва;

- все разъединители на схеме, а это QS1, QS2, QS3, QS4, QS5, QS6, QS7, QS8, QS9, QS10 замкнуты на протяжении всего периода нормальной работы электрической схемы.

2) Аварийный режим:

- в случае исчезновения напряжения на какой-либо секции шин №1 или №2, ровно как и при повреждении какого-либо из трансформаторов T1 или T2 (с его отключением действием газовой защиты, ДЗТ или МТЗ), будет задействован секционный выключатель Q3, с небольшой разницей в том, что при исчезновении питания на секции шин будет отключены один из выключателей на стороне НН Q1 или Q2, а при повреждении трансформатора будут отключены выключатели стороны НН и стороны ВН Q1 или Q2 (попарно).

5 Токи короткого замыкания подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Для корректного выбора основного электрооборудования подстанции «Жигули» 35/10 кВ, а также токоведущих частей, и, в том числе, для производства расчетов заземления, необходимо выполнить расчет значений токов короткого замыкания.

В целях упрощения расчетов, без потери необходимой точности, был разработан метод, называемый «приближенный», который за многолетнюю практику производства расчетов доказал свою компетентность.

«В соответствие с ГОСТ Р 52735-2007, п.4.1.8, при выполнении расчетов по определению значений токов короткого замыкания допускается не учитывать следующее:

- сдвиг по фазе электродвижущих сил и изменение частоты вращения роторов синхронных генераторов и компенсаторов в процессе короткого замыкания;
- несимметричность трехфазной системы;
- ток намагничивания силовых трансформаторов;
- насыщение магнитных систем электрических машин;
- поперечную емкость ВЛ 110-220 кВ при их длине не более 200 км и 330-500 кВ при длине не более 150 км
- высшие гармонические составляющие при расчетах несимметричных токов короткого замыкания» [2].

Соответственно, все дальнейшие расчеты будут вестись по формулам, представленным в ГОСТ Р 52735-2007 [2].

Для производства расчетов токов короткого замыкания необходимо составить расчетную схему и схему замещения электрической сети.

Расчетная схема и схема замещения электрической сети представлены на рисунке 7.

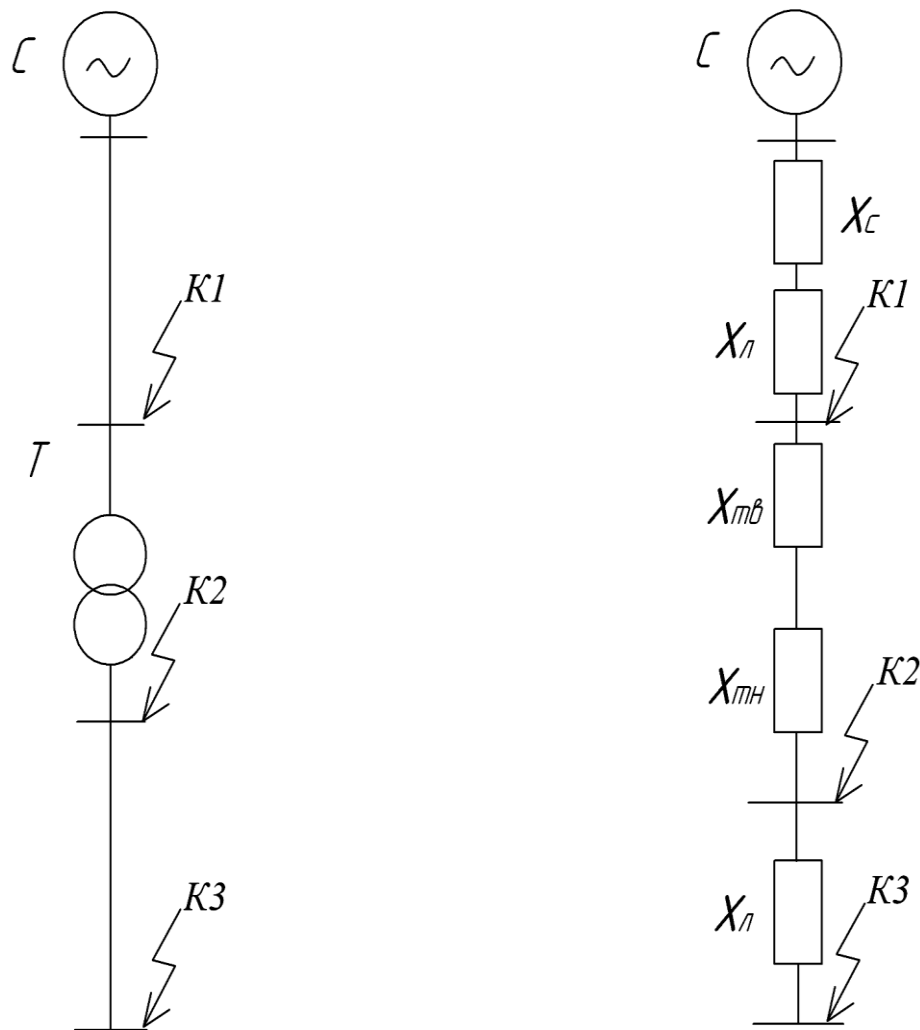


Рисунок 7 – Исходная схема для расчетов токов короткого замыкания

Для произведения расчетов необходимы исходные данные, которые представлены далее:

1) Система:

- напряжение $U_n = 35$ кВ, сопротивление $x_c = 2,25$ Ом, базисная мощность $S_б = 1000$ МВА;

2) Элементы электрической сети:

- трансформатор – мощность $S_{номТ} = 4$ МВА;

- воздушная линия – удельное реактивное сопротивление $x_{овл} = 0,195$ Ом/км, длина $l_{вл} = 8,8$ км, напряжение $U_n = 35$ кВ;

- кабельная линия - удельное реактивное сопротивление $x_{0КЛ} = 0,074$ Ом/км, удельное активное сопротивление $r_{0КЛ} = 0,122$ Ом/км, длина $l_{КЛ} = 1,3$ км, напряжение $U_H = 11$ кВ.

5.1 Расчет в точке К1

Расчет будет вестись в относительных единицах с последующим пересчетом в именованные единицы.

«Сопротивление системы в относительных единицах определяется из следующего выражения» [2].:

$$x_C = x_c \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (13)$$

$$x_C = 2,25 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1,84 \text{ о.е.}$$

«Сопротивление воздушной линии в относительных единицах определяется из следующего выражения» [2].:

$$x_L = x_{0ВЛ} \cdot l_{ВЛ} \cdot \frac{S_6}{U_H^2},$$

(14)

$$x_L = 0,195 \cdot 8,8 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1,4 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление элементов электрической сети до точки К1 определяется из следующего выражения:

$$x_{\Sigma 1} = x_C + x_L, \quad (15)$$

$$x_{\Sigma 1} = 1,84 + 1,4 = 3,24 \text{ о.е.}$$

«Значение периодической слагаемой тока короткого замыкания в именованных единицах определяется из следующего выражения» [2].:

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot x_{\Sigma i}}, \quad (16)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3,24} = 5,09 \text{ кА}.$$

«Мощность тока короткого замыкания определяется из следующего выражения» [2].:

$$S_{Ki} = \sqrt{3} \cdot I_{Ki}^{(3)} \cdot U_H, \quad (17)$$

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot 5,09 \cdot 35 = 308,6 \text{ МВА}.$$

«Значение ударного тока короткого замыкания определяется из следующего выражения:

$$i_{удKi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{Ki}^{(3)}, \quad (18)$$

где $k_{уд} = 1,8$ – ударный коэффициент, определяемый по» [2].

$$i_{удK1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,09 = 12,95 \text{ кА}.$$

«Действующее значение полного тока короткого замыкания определяется из следующего выражения» [2].:

$$I_{удKDi} = I_{Ki}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2}, \quad (19)$$

$$I_{удKD1} = 5,09 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,7 \text{ кА}.$$

5.2 Расчет в точке К2

В данном случае к уже имеющимся сопротивлениям добавляется сопротивление трансформатора, которое определяется из следующего выражения:

$$x_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (20)$$

где $U_{K\%} = 7,5$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора [12].

$$x_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 18,75 \text{ о.е.}$$

По аналогии с формулой (15), суммарное сопротивление до точки К2 рассчитывается следующим образом:

$$x_{\Sigma 2} = x_C + x_{\text{Л}} + x_T = 1,84 + 1,4 + 18,75 = 21,99 \text{ о.е.}$$

По формуле (16), с учетом номинального напряжения на стороне НН трансформатора, рассчитаем значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{К2}}^{(3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 21,99} = 2,39 \text{ кА}.$$

По формуле (17), с учетом номинального напряжения на стороне НН трансформатора, рассчитаем значение мощности тока короткого замыкания в точке К2:

$$S_{\text{К2}} = \sqrt{3} \cdot 2,39 \cdot 11 = 45,5 \text{ МВА}.$$

По формуле (18), с учетом ударного коэффициента $k_{уд} = 1,72$ в данном случае, рассчитаем значение ударного тока короткого замыкания в точке К2:

$$i_{уд,К2} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 2,39 = 5,81 \text{ кА}.$$

По формуле (19) рассчитаем действующее значение полного тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{уд,КД2} = 2,39 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 3,4 \text{ кА}.$$

5.3 Расчет в точке К3

В данном случае, к уже имеющимся сопротивлениям, с учетом напряжения на стороне НН трансформатора, добавляется сопротивление кабельной линии, которое определяется из следующих выражений:

$$x_{КЛ} = x_{0КЛ} \cdot l_{КЛ}, \quad (21)$$

$$r_{КЛ} = r_{0КЛ} \cdot l_{КЛ}, \quad (22)$$

$$z_{КЛ} = \sqrt{x_{КЛ}^2 + r_{КЛ}^2} \cdot \frac{S_6}{U_H^2}, \quad (23)$$

$$x_{КЛ} = 0,074 \cdot 1,3 = 0,1 \text{ Ом},$$

$$r_{КЛ} = 0,122 \cdot 1,3 = 0,16 \text{ Ом},$$

$$z_{КЛ} = \sqrt{0,1^2 + 0,16^2} \cdot \frac{1000}{11^2} = 1,6 \text{ о.е.}$$

По аналогии с формулой (15), суммарное сопротивление до точки К3 рассчитывается следующим образом:

$$x_{\Sigma 3} = x_C + x_{Л} + x_T + z_{КЛ} = 1,84 + 1,4 + 18,75 + 1,6 = 23,59 \text{ о.е.}$$

По формуле (16), с учетом номинального напряжения на стороне НН трансформатора, рассчитаем значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 23,59} = 2,23 \text{ кА}.$$

По формуле (17), с учетом номинального напряжения на стороне НН трансформатора, рассчитаем значение мощности тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot 2,23 \cdot 11 = 42,44 \text{ МВА}.$$

По формуле (18), с учетом ударного коэффициента $k_{уд} = 1,72$ в данном случае, рассчитаем значение ударного тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$i_{уд,КЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 2,23 = 5,42 \text{ кА}.$$

По формуле (19) рассчитаем действующее значение полного тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{уд,КЗ} = 2,23 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 3,2 \text{ кА}.$$

На основании расчетов значений токов короткого замыкания будет произведен выбор электрооборудования.

6 Электрооборудование ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ

На сегодняшний день на подстанции «Жигули» 35/10 кВ установлено следующее оборудование:

- 1) Высоковольтный масляный выключатель 35 кВ – ВТ-35/800 с пружинным приводом ПП-67К;
- 2) Встроенные трансформаторы тока (во вводы выключателя) 35 кВ – ТВ-35П;
- 3) Разъединитель 35 кВ – РНДЗ-2-35/1000 с пружинным приводом ПРН-220М;
- 4) Вентильный разрядник 35 кВ – РВС-35 У1;
- 5) Ячейка КРУ 10 кВ - КСО-292 с выключателями ВМГ-10.

Перечисленное электрооборудование установлено в 70-х годах прошлого столетия и уже устарело, эксплуатируется сверх нормативного срока службы, требует срочной замены на современные образцы.

В данном разделе настоящей бакалаврской работы будет производиться подбор оборудования для ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ по ряду параметров, таких как номинальный ток и напряжение, термическая и электродинамическая стойкость, отключающая способность, а также многие другие параметры. Для каждого вида электрооборудования характерен свой набор параметров для проверки.

Расчетные рабочие токи для сторон ВН и НН трансформатора определяются по следующей формуле:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (24)$$

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

$S_{\text{ном.Т}} = 4000$ МВА – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{нi}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, для ВН 35 кВ, для НН 11 кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,5 \text{ А} ;$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 294,3 \text{ А} .$$

6.1 Выбор выключателя 35 кВ

В настоящее время, рынок производителей электрооборудования, в частности высоковольтных выключателей, может предложить множество вариантов высоковольтных выключателей с различными способами гашения электрической дуги: электромагнитный, масляный, воздушный, вакуумный и элегазовый (шестифтористая сера SF₆).

Из представленного множества вариантов, реальному рассмотрению подлежат только вакуумный и элегазовый выключатель, по причине того, что масляные, электромагнитные и воздушные выключатели уже сняты с производства и могут продаваться только на вторичном рынке. Существуют причины, по которым масляные, электромагнитные и воздушные выключатели не получили дальнейшего распространения, о них, кратко, будет указано далее.

Главными причинами снятия с производства высоковольтных масляных выключателей является их пожаро- и взрывоопасность, большие габариты, неэкологичность, необходимость в наличии маслохозяйства. Во второй половине прошлого столетия, масляные выключатели были первыми способными отключать большие значения токов, разрывать мощную дугу, но на данный момент это уже не является преимуществом. Высоковольтные воздушные выключатели сняты с производства ввиду их значительных габаритов, необходимости наличия пневматического хозяйства.

Высоковольтные электромагнитные выключатели также сняты с производства ввиду их значительных габаритов и недостаточной эффективности.

Вакуумные и элегазовые высоковольтные выключатели ввиду их таких основных достоинств, как отключение значительных токов при малых габаритах, высокой экологичности, пожаро- и взрывобезопасности, высокой электрической прочности, получили в настоящее время широкое распространение и повсеместно применяются при реконструкциях и новом строительстве.

6.1.1 Общее описание высоковольтных элегазовых баковых выключателей 35 кВ

Элегазовые баковые выключатели для гашения дуги применяют способ вращения электрической дуги в магнитном поле. Конструктивно такие выключатели состоят из газоплотного алюминиевого бака с размещенными внутри дугогасительными устройствами. На бак установлены шесть высоковольтных вводов с встроенными трансформаторами тока. Также на баке установлен привод для оперирования выключателем [9, 4].

«Высоковольтные элегазовые баковые выключатели имеют следующие преимущества:

- высокая надежность выключателя, заключающаяся в простоте его конструкции, содержащей минимальное количество подвижных элементов;
- высокая механическая и коммутационная износостойкость, доказанная заводскими испытаниями;
- взрыво- и пожаробезопасность, т.к. отсутствует неэкологичная масляная изоляционная среда;
- пониженный уровень утечек элегаза, за счет применения запатентованной технологии с жидкостным затвором и наличие системы уплотнения из четырех манжет;

- возможность работы при пониженных температурах наружного воздуха до -60°C , благодаря использованию чистого элегаза и подогрева алюминиевого бака;
- высокое число, возможных для установки во ввода, встроенных трансформаторов тока – до 6 шт на один полюс;
- малые габариты и масса, что позволяет устанавливать выключатель на облегченный фундамент с одной опорой;
- полная заводская готовность выключателя (в т.ч. поставка с заполненным до рабочего давления элегазом)» [9].

К недостаткам, количество которых не велико и значимость которых не существенна, можно отнести необходимость в наличии на подстанции комплекта оборудования для очистки элегаза и для заполнения элегазом, и сами баллоны с элегазом, т.к. утечки хоть и малые, но имеют место быть. Также один из недостатков – это высокая стоимость элегазового выключателя.

6.1.2 Общее описание высоковольтных вакуумных выключателей 35 кВ

В вакуумных выключателях электрическая дуга гасится за счет наличия самого вакуума, т.к. дугогасительная камера находится в среде вакуума, то при разрыве электрической дуги, ее горение поддерживает исключительно парами металла, из которого сделаны контакты и при переходе тока через нулевое значение дуга полностью гасится. Это происходит за счет того, что при переходе синусоиды тока через нулевое значение, пары металла (ионы) успевают осесть на поверхности контактов, а электрическая прочность контактного промежутка резко (почти мгновенно) возрастает, в силу особенностей самого вакуума [14, 15].

Конструктивно такие выключатели выполняются тремя отдельными полюсами, каждый из которых состоит из бака, в котором установлена вакуумная дугогасительная камера в стеклопластиковом цилиндре. На крышку бака устанавливаются два высоковольтных ввода со встроенными

трансформаторами тока, по два на ввод. Баки вакуумного выключателя соединяются между собой посредством межполюсных муфт и объединяются в единую конструкцию на сварном каркасе из углового профиля. На каркас также устанавливается шкаф с приводом для оперирования выключателем [14, 15].

«Высоковольтные вакуумные выключатели имеют следующие преимущества:

- повышенная надежность, связанная с максимальной простотой конструкции и отсутствием каких-либо изоляционных сред в камере гашения (масло, элегаз);

- повышенная износостойкость выключателя, число операций отключений номинальных токов, без замены дугогасительной камеры, достигает количества в 25 тыс. операций отключения;

- взрыво- и пожаробезопасность, т.к. отсутствует неэкологичная масляная изоляционная среда;

- простота обслуживания;

- возможность работы при пониженных температурах наружного воздуха до -60°C ;

- малые габариты и масса;

- полная заводская готовность выключателя» [14].

К недостатку вакуумного выключателя можно отнести высокий уровень коммутационных перенапряжений при коммутации индуктивной или емкостной нагрузки (трансформатор, электродвигатель), по причине среза тока и повтора зажигания дуги при расхождении контактов. Также один из недостатков – это высокая стоимость вакуумного выключателя.

Рассмотренные выше общие сведения, преимущества и недостатки, элегазовых и вакуумных выключателей относились к конкретным выключателям: элегазовый баковый ВГБ-35-12,5/630 производства АО «УЭТМ» и вакуумный ВВС-35П-20/630 производства ГК «Новые

технологии». Сравнение, по основным параметрам, выключателей ВГБ-35-12,5/630 и ВВС-35П-20/630 представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры ВГБ-35-12,5/630 и ВВС-35П-20/630

Сравниваемый параметр	Вакуумный элегазовый ВГБ-35-12,5/630	Выключатель вакуумный ВВС-35П-20/630
Номинальный ток, А	630	630
Номинальное напряжение, кВ	40,5	35
Номинальный ток отключения, кА	12,5	20
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	32	52
Время отключения, с, не более	0,04±0,005	0,06
Ток термической стойкости, кА	12,5	20
Коммутационная износостойкость, циклов включения-отключения	25 000	25 000
Масса выключателя, кг	800	850
Срок эксплуатации, лет	25	25

Оба выключателя примерно похожи по параметрам, но выключатель элегазовый будет значительно дешевле, чем вакуумный, в связи с чем, с экономической точки зрения, выбираем к установке выключатель элегазовый ВГБ-35-12,5/630 производства АО «УЭТМ».

В соответствие с указаниями [3], произведем проверку выбранного выключателя. Проверка представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка выключателя 35 кВ ВГБ-35-12,5/630

Проверяемый параметр	Расчетное условие	Данные по каталогу	Данные по расчету
Номинальный ток, А	$I \leq I_{ном}$	630	92,5
Номинальный ток отключения, кА	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$	12,5	5,09
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{уд.} \leq i_{пр.с}$	32	12,95
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35	35

Выключатель элегазовый баковый ВГБ-35-12,5/630 прошел проверку и принимается к установке на подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

6.2 Выбор разъединителя 35 кВ

Для рассмотрения принимаем разъединитель РДЗ-35/630-УХЛ1.

РДЗ-35/630-УХЛ1 – это двухколонковый разъединитель с одним заземляющим ножом на напряжение 35 кВ.

Конструктивно разъединитель РДЗ-35/630 представляет из себя трехполюсный аппарат, состоящий из трёх однополюсных двухколонковых разъединителей. Главные ножи разъединителя проворачиваются в горизонтальной плоскости. Три однополюсных разъединителя, в составе трехполюсного разъединителя, связываются между собой приводными штангами, причем один из полюсов разъединителя, к которому присоединяется привод называется ведущим, а остальные, присоединяемые к ведущему – ведомыми. Разъединитель снабжен обязательными механическими и электрическими блокировками, которые не позволяют оперировать с главными ножами при включенных заземляющих ножах [19].

В соответствие с указаниями [3], произведем проверку выбранного разъединителя. Проверка представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка разъединителя 35 кВ РДЗ-35/630-УХЛ1

Проверяемый параметр	Расчетное условие	Данные по каталогу	Данные по расчету
Длительно допустимый ток, А	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$	630	92,5
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$	63	12,95
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	35	35

Разъединитель РДЗ-35/630-УХЛ1 прошел проверку и принимается к установке на подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

6.3 Выбор заземлителя нейтрали трансформатора 35 кВ

Для рассмотрения принимаем заземлитель ЗОН-110М-УХЛ1.

ЗОН-110М-УХЛ1 – это заземлитель нейтрали трансформатора однополюсный модернизированный на напряжение 35 кВ.

Конструктивно заземлитель нейтрали состоит из основания, на которое устанавливается изоляционная колонка (полимерный или фарфоровый изолятор). Сверху на изоляционную колонку установлен неподвижный контакт. Заземляющий нож заземлителя нейтрали выполнен из алюминиевой трубы, которая соединяется с вращающим валом через пластину. На конце алюминиевой трубы установлен разъемный контакт, который при оперировании заземлителем, втыкается в неподвижный контакт, который установлен сверху изоляционной колонки. Посредством пружины обеспечивается контактное давление [18].

Несмотря на класс напряжения, по стороне ВН трансформатора, на подстанции «Жигули» - 35 кВ, заземлитель устанавливается на 110 кВ, т.к. на заземлители напряжением 35 кВ не выпускаются промышленностью.

В соответствие с указаниями [3], произведем проверку выбранного заземлителя нейтрали. Проверка представлена в таблице 8

Таблица 8 – Проверка заземлителя нейтрали 35 кВ ЗОН-110М-УХЛ1

Проверяемый параметр	Расчетное условие	Данные по каталогу	Данные по расчету
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	40	12,95
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	110	35

Заземлитель нейтрали ЗОН-110М-УХЛ1 прошел проверку и принимается к установке на подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

6.4 Выбор ограничителя перенапряжений 35 кВ

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) на подстанциях выполняет единственную, но от этого не менее важную функцию – осуществляет защиту от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Раньше данную функцию выполняли вентильные разрядники, но с течением времени разрядники морально устарели (низкая нелинейность вольт-амперной характеристики и пр. недостатки) и на данный момент при реконструкции и новом строительстве не применяются.

Принцип работы всех ОПН базируется на нелинейности вольт-амперной характеристики варисторов, соединенных последовательно и установленных в корпус ОПН. У варисторов ОПН при повышении напряжения резко падает сопротивление и через них протекает значительный импульсный ток, за счет чего удается добиться понижения напряжения до безопасных значений для изоляции остального оборудования подстанции. После прохождения импульса варисторы восстанавливаются и ток через них больше не проходит [17].

«Основные преимущества ОПН заключаются в следующем:

- высокая гидрофобность;
- высокая эффективность защиты от перенапряжений ввиду высоконелинейной вольт-амперной характеристики;
- возможность работы в условиях значительного загрязнения;
- устойчивость к воздействию электродинамических токов;
- эксплуатационная устойчивость и надежность» [17].

Конструктивно, ОПН представляет из себя изоляционную колонку (изолятор) из фарфора или полимера из высокомолекулярного каучука, внутри которого располагается колонка последовательно соединенных

оксидно-цинковых варисторов. В зависимости от типа изоляционной колонки – фарфор или полимер, различаются варианты установки колонки варисторов в изоляционную колонку [17].

Для фарфора – внутри изоляционной колонки установлена стеклопластиковая труба, в которой установлена колонка варисторов, прижатая к боковой поверхности трубы. Особенность фарфоровых изоляционных колонок состоит в том, что для них на торцевых сторонах выполняют мембраны и герметизирующие уплотнительные кольца, а для взрывобезопасности на фланцах устанавливают специальные крышки с выхлопными отверстиями [17].

Для полимера – внутри изоляционной колонки также установлена стеклопластиковая труба (в которой и располагаются варисторы), свободное пространство (между трубой и варисторами) которой заполняется низкомолекулярным каучуком, а сама труба имеет определенное количество отверстий. Такая конструкция обеспечивает взрывобезопасность ОПН при прохождении тока короткого замыкания [17].

На верхней части ОПН расположен контактный болт для подключения шины высокого напряжения. На основании ОПН установлена плита, которая изолирует ОПН от земли [17].

С учетом описанного выше, к рассмотрению будут приняты два варианта ОПН: ОПН с фарфоровой изоляционной колонкой ОПН-Ф-35-УХЛ1 и ОПН с полимерной изоляционной колонкой ОПН-П-35-УХЛ1. Производитель сравниваемых ОПН-ов – ООО «Завод энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург. Сравнение, по основным параметрам, ограничителей перенапряжения нелинейных представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры ОПН-Ф-35-УХЛ1 и ОПН-П-35-УХЛ1

Сравниваемый параметр	Ограничитель перенапряжения ОПН-Ф-35-УХЛ1	Ограничитель перенапряжения ОПН-П-35-УХЛ1
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Пропускная способность при прямоугольном импульсе тока длительностью 2000 мкс, кА	400	400
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее действующее значение длительно допустимого напряжения, кВ	40,5	40,5
Амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	65	65
Удельное значение рассеиваемой энергии, кДж/кВ	5	5
Минимальная длина пути утечки внешней изоляции, см	140	140
Амплитуда полного грозового импульса по ГОСТ 1516.2, кВ	190	190
Срок эксплуатации, лет	30	30

Оба ограничителя перенапряжений похожи по параметрам, но ОПН-П-35-УХЛ1 будет значительно дешевле, чем ОПН-Ф-35-УХЛ1, в связи с чем, с экономической точки зрения, выбираем к установке ОПН-П-35-УХЛ1.

6.5 Выбор электрооборудования ЗРУ 10 кВ подстанции

«Жигули» 35/10 кВ

Электрооборудование ЗРУ-10 кВ выполняется в виде набора из множества комплектных распределительных устройств – ячеек, вмещающих в себя все необходимое оборудование, такое как выключатель, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, предохранители, терминалы релейной защиты, кабельные линии и пр. В каждой ячейке комплектного распределительного устройства есть сборные шины, и несколько ячеек, соединенных между собой, образуют секцию шин [23, 25].

6.5.1 Выбор ячейки комплектного распределительного устройства 10 кВ

На рынке производителей ячеек комплектных распределительных устройств в настоящее время ярко выделяются два основных производителя: ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара» и АО «Шнейдер Электрик». Данные производители активно занимаются выпуском ячеек комплектных распределительных устройств, постоянно занимаются разработкой новых технических решений.

Среди номенклатуры оборудования данных производителей, для рассмотрения принимаем: ячейка КРУС-СЭЩ-75 производства ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара» и ячейка SM6 производства АО «Шнейдер Электрик».

Ячейка КРУС-СЭЩ-75 является ячейкой одностороннего обслуживания, в которой находится выкатная тележка, вмещающая в себя основное электрооборудование, такое как выключатель, трансформаторы напряжения и тока, релейная защита. Корпус ячейки представляет из себя сборно-сварную металлическую конструкцию. Фасад ячейки вмещает в себя органы управления, сигнализации, измерения. На задней стенке располагаются выхлопные жалюзи, для сброса нарастающего давления в случае короткого замыкания. Также в ячейке предусмотрены отсек кабельного ввода, закрытый отсек сборных шин, релейный отсек [11].

«Основные преимущества ячейки КРУС-СЭЩ-75 заключаются в следующем:

- надежность конструкции, выражающееся в отсутствии отдельных выкатных элементов, в случае необходимости (ремонт) выкатывается весь выдвижной блок с оборудованием, суть которого состоит в том, что блок вмещает в себя оборудование, требующее частые периодические осмотры, испытания, поверки;

- удобство обслуживания и производства монтажных работ, выражающееся в продуманной компоновке ячейки (выкатная ячейка со всем

оборудованием, что обеспечивает беспрепятственный доступ ко всем необходимым элементам);

- возможность ремонта ячейки без разрыва оперативного питания;
- компактность, выражающееся в меньшей глубине ячейки по сравнению с аналогами (по заверению ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара»);
- безопасность, заключающееся в наличии шторок (ручных или автоматических) между отдельными ячейками, за счет чего появляется возможность локализовать повреждение в пределах одной ячейки;
- наличие визуальной сигнализации положения главных и заземляющих ножей;
- наличие механических и электрических блокировок, которые позволяют предостерегать персонал от возможных ошибок» [11].

Ячейка SM6 является модульной ячейкой, которая выпускается в корпусе из металла, с изоляцией воздушного типа, и коммутационными аппаратами с элегазовой изоляцией [13, 24].

В целом, зарубежный производитель предлагает ячейки комплектного распределительного устройства, которое имеет аналогичный функции и преимущества, как и у отечественного производителя, в связи с чем отдельного описания не требуется. Но необходимо произвести сравнение по техническим параметрам. Сравнение ячеек комплектного распределительного устройства по техническим параметрам представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение КРУС-СЭЩ-75 и SM6

Сравниваемый параметр	Комплектное распределительное устройство SM6	Комплектное распределительное устройство КРУС-СЭЩ-75
Номинальный ток главной электрической цепи, А	630, 1250	630, 1000
Номинальный ток сборных шин, А	630, 1250	630, 1000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	25	20
Ток термической стойкости главных цепей, при времени протекания тока КЗ 3с, кА	25	20
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	50	51
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,5	7,2; 12,0

Обе ячейки комплектного распределительного устройства примерно похожи по параметрам, но ячейка КРУС-СЭЩ-75 будет значительно дешевле, чем ячейка SM6, в связи с чем, с экономической точки зрения, выбираем к установке комплектное распределительное устройства КРУС-СЭЩ-75 производства ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара».

6.5.2 Выбор выключателя 10 кВ

В ячейке КРУС-СЭЩ-75 устанавливаются выключатели, рекомендованные к установке заводом-изготовителем ячейки, которые прошли необходимые испытания и, конструктивно, абсолютно совместимы с ячейкой. Для проверки, из линейки предлагаемых выключателей, выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630, который будет использоваться в качестве вводного выключателя и секционного выключателя. Для отходящих линий выбираем выключатель ВВ/TEL-10-20/400.

Условия проверки идентичны пункту 6.1.2 настоящей бакалаврской работы и представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка выключателя 10 кВ ВВ/TEL-10-20/630

Проверяемый параметр	Расчетное условие	Данные по каталогу	Данные по расчету
Номинальный ток, А	$I \leq I_{ном}$	630	294,3
Номинальный ток отключения, кА	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}$	20	2,23
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{уд.} \leq i_{пр.с}$	51	5,42
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10

Выключатель вакуумный ВВ/TEL-10-20/630 ячеек ввода и секционной ячейки, а также выключатель вакуумный ВВ/TEL-10-20/400 ячеек отходящих линий, прошли проверку и принимаются к установке на подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

6.5.3 Выбор трансформатора тока 10 кВ

В ячейке КРУС-СЭЩ-75 устанавливаются трансформаторы тока, рекомендованные к установке заводом-изготовителем ячейки, которые прошли необходимые испытания и, конструктивно, абсолютно совместимы с ячейкой. Для проверки, из линейки предлагаемых трансформаторов тока, выбираем трансформатора тока типа ТОЛ-10-600/5.

Проверка трансформатора тока представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка трансформатора тока 10 кВ ТОЛ-10-600/5

Проверяемый параметр	Расчетное условие	Данные по каталогу	Данные по расчету
Номинальный ток, А	$I \leq I_{ном}$	600	294,3
Ток электродинамической стойкости, кА	$i_{уд.} \leq i_{пр.с}$	3,2	-
Номинальное напряжение, кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10	10

Трансформатор тока ТОЛ-10-600/5 прошел проверку и принимается к установке на подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

6.5.4 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

В ячейке КРУС-СЭЩ-75 устанавливаются трансформаторы напряжения, рекомендованные к установке заводом-изготовителем ячейки, которые прошли необходимые испытания и, конструктивно, абсолютно совместимы с ячейкой. Для проверки, из линейки предлагаемых трансформаторов напряжения, выбираем трансформатора напряжения типа ЗХЗНИОЛ-10 УХЛ2.

Проверка трансформатора напряжения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка трансформатора напряжения 10 кВ ЗХЗНИОЛ-10 УХЛ2

Проверяемый параметр	Расчетное условие	Данные по каталогу	Данные по расчету
Вторичная нагрузка, ВА	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$, ВА	200	7,65
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10	10

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения складывается из: вольтметра Э-42702 общей мощностью 4 ВА, ваттметра Д-365 общей мощностью 1,5 ВА, варметра Д-365 общей мощностью 1,5 ВА, счетчика «Меркурий» 230 АR общей мощностью 0,65 ВА. Итого мощность нагрузки – 7,65 ВА.

В качестве предохранителя для защиты трансформатора напряжения выбираем предохранитель ПН-01-10.

Трансформатор напряжения ЗХЗНИОЛ-10 УХЛ2 с классом точности 0,5 прошел проверку и принимается к установке на подстанции «Жигули» 35/10 кВ.

6.5.5 Выбор ограничителя перенапряжений 10 кВ

В ячейке КРУС-СЭЩ-75 устанавливаются ограничители перенапряжений, рекомендованные к установке заводом-изготовителем ячейки, которые прошли необходимые испытания и, конструктивно, абсолютно совместимы с ячейкой. Для проверки, из линейки предлагаемых ограничителей перенапряжения, выбираем для сравнения ограничители перенапряжений ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1 и ОПН-Ф-6/7,2/10-УХЛ1

Сравнение, по основным параметрам, ограничителей перенапряжения нелинейных представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Параметры ОПН-Ф-6/7,2/10-УХЛ1 и ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1

Сравниваемый параметр	Ограничитель перенапряжения ОПН-Ф-6/7,2/10-УХЛ1	Ограничитель перенапряжения ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1
Номинальный разрядный ток, кА	20	20
Пропускная способность при прямоугольном импульсе тока длительностью 2000 мкс, кА	700	700
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Наибольшее действующее значение длительно допустимого напряжения, кВ	12	12
Амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100	100
Удельное значение рассеиваемой энергии, кДж/кВ	6	6
Минимальная длина пути утечки внешней изоляции, см	42	42
Амплитуда полного грозового импульса по ГОСТ 1516.2, кВ	90	90
Срок эксплуатации, лет	25	30

Оба ограничителя перенапряжений похожи по параметрам, но ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1 будет значительно дешевле, чем ОПН-Ф-6/7,2/10-УХЛ1, в связи с чем, с экономической точки зрения, выбираем к установке ОПН-П-6/7,2/10-УХЛ1.

7 Релейная защита подстанции «Жигули» 35/10 кВ

7.1 Общая информация о релейной защите подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Правилами устройства электроустановок [7] регламентируются необходимые защиты, которыми защищаются силовой трансформатор, вводные ячейки и ячейки отходящих присоединений.

Для защиты применяют:

- дифференциальная защита трансформатора, которая задействована на отключение вводов 10 кВ и вводов 35 кВ (команда на отключение выключателей);

- газовая защита трансформатора (газовое реле бака трансформатора и струйное реле бака устройства регулировки под нагрузкой РПН), задействована на сигнал и на дальнейшее отключение вводов 10 кВ и вводов 35 кВ (команда на отключение выключателей);

- максимальная токовая защита МТЗ вводов 10 кВ трансформатора (двухступенчатая);

- МТЗ и максимальная токовая отсечка МТО отходящих присоединений, которая задействована на отключение выключателя, а также защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Релейная защита на подстанции, обычно сообщается с автоматическим вводом резерва, и работает на автоматическое включение секционного выключателя (например 10 кВ) при аварии или исчезновении напряжения, трансформаторов собственных нужд, обогрева счетчиков.

На подстанции «Жигули» 35/10 кВ релейная защита выполнена на электромеханических реле, которые износились, устарели физически и морально и требуют срочной замены.

Электромеханическая релейная защита подстанции «Жигули» 35/10 кВ будет заменена на защиту, выполненную на микропроцессорных терминалах отечественного производителя АО «Радиус автоматика».

7.2 Защита силового трансформатора подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Для защиты силового трансформатора, специалистами АО «Радиус автоматика» был разработан специальный микропроцессорный терминал «Сириус-Т».

«Основные функции и эксплуатационные возможности Сириус-Т:

- дифференциальная защита трансформатора от внешних повреждений, состоящая из двух ступеней защит: мгновенная токовая отсечка и защита с торможением, которая позволяет защитить от сквозного тока короткого замыкания и отстроится от броска тока намагничивания трансформатора;

- ненаправленная двухступенчатая максимальная токовая защита трансформатора от внешних повреждений со стороны ВН, которая предусматривает возможность отстройки от броска тока намагничивания трансформатора, путем блокировки второй гармоники тока;

- ненаправленная ступень максимальной токовой защиты трансформатора от внешних повреждений со стороны НН, которая предусматривает возможность отстройки от броска тока намагничивания трансформатора, путем блокировки второй гармоники тока (в случае подачи напряжения со стороны НН трансформатора);

- защита от внутренних повреждений трансформатора: принятие сигналов от газового реле бака трансформатора и струйного реле бака РПН, с возможностью действия защиты на сигнал

- защита силового трансформатора от перегрузки, которая действует на сигнал» [22].

«Сириус-Т» выполняет еще множество функций, связанных с автоматикой и сигнализацией, сервисные функции, имеет большое число дополнительных возможностей, в данном случае перечислены лишь основные функции по защите.

7.3 Защита трансформаторов напряжения 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Для защиты трансформаторов напряжения, специалистами АО «Радиус автоматика» был разработан специальный микропроцессорный терминал «Сириус-ТН».

«Основные функции и эксплуатационные возможности Сириус-ТН:

- защита от минимального напряжения, состоящая из трёх ступеней, с возможностью контроля одновременно трех линейных значений напряжения;
- защита от повышенного напряжения, с возможностью контроля одновременно трех линейных значений напряжения, а также с функцией восстановления питания после возврата значения напряжения на допустимый уровень;
- защита от однофазного тока короткого замыкания при помощи использования напряжения нулевой последовательности;
- защита от повышенной частоты» [22].

«Сириус-ТН» выполняет еще множество функций, связанных с автоматикой и контролем, сервисные функции, имеет большое число дополнительных возможностей, в данном случае перечислены лишь основные функции по защите.

7.4 Защита линий ячеек отходящих присоединений 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Для защиты линий ячеек отходящих присоединений, специалистами АО «Радиус автоматика» был разработан специальный микропроцессорный терминал «Сириус-2-Л».

«Основные функции и эксплуатационные возможности Сириус-2-Л:

- максимальная токовая защита, состоящая из трёх ступеней, с возможностью защиты от междуфазных коротких замыканий, а также с функцией контроля двух либо трех фазных токов;

- защита питающих линий от обрыва фаз;

- логическая защита сборных шин посредством выдачи сигнала пуска максимальной токовой защиты;

- защита от многократных автоматических повторных включений (в случае когда повреждение не устраняется само по себе);

- защита от токов однофазного короткого замыкания, осуществляемая при помощи суммирования высших гармоник токов, также реализована возможность защиты по току основной частоты» [22].

«Сириус-2-Л» выполняет еще множество функций, имеет большое число дополнительных возможностей, в данном случае перечислены лишь основные функции по защите.

7.5 Защита вводных ячеек 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Для защиты вводных ячеек, специалистами АО «Радиус автоматика» был разработан специальный микропроцессорный терминал «Сириус-2-В».

«Основные функции и эксплуатационные возможности Сириус-2-В:

- максимальная токовая защита, состоящая из трёх ступеней, с возможностью защиты от междуфазных коротких замыканий, а также с функцией контроля двух либо трех фазных токов;

- защита от обрыва фаз;
- возможность сигнализации об однофазном токе короткого замыкания при помощи напряжения нулевой последовательности;
- защита от минимального напряжения;
- логическая защита сборных шин посредством выдачи сигнала пуска максимальной токовой защиты» [22].

«Сириус-2-В» выполняет еще множество функций, имеет большое число дополнительных возможностей, в данном случае перечислены лишь основные функции по защите.

7.6 Защита ячейки секционного выключателя 10 кВ подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Для защиты секционных ячеек, специалистами АО «Радиус автоматика» был разработан специальный микропроцессорный терминал «Сириус-2-С».

«Основные функции и эксплуатационные возможности Сириус-2-С:

- максимальная токовая защита, состоящая из трёх ступеней, с возможностью защиты от междуфазных коротких замыканий, а также с функцией контроля двух либо трех фазных токов;
- защита от обрыва фаз;
- возможность сигнализации об однофазном токе короткого замыкания при помощи напряжения нулевой последовательности;
- защита от минимального напряжения;
- логическая защита сборных шин посредством выдачи сигнала пуска максимальной токовой защиты» [22].

«Сириус-2-С» выполняет еще множество функций, имеет большое число дополнительных возможностей, в данном случае перечислены лишь основные функции по защите.

7.7 Центральная сигнализация подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Для построения системы центральной сигнализации, специалистами АО «Радиус автоматика» был разработан специальный микропроцессорный терминал «Сириус-ЦС».

«Основные функции и эксплуатационные возможности Сириус-2-С:

- возможность фиксирования сигналов (запись входящих параметров) от каких-либо устройств защиты с записью времени появления сигнала;
- светодиодная индикация состояния защищаемых на подстанции объектов;
- формирование сигналов аварийной ситуации (сирена);
- накопление, хранение, передача информации» [22].

По сути данное устройство есть «бортовой самописец» с расширенным функционалом (передача управляющих сигналов различного назначения).

Расчет уставок релейной защиты на примере ячеек отходящих присоединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ представлен в приложении А.

8 Заземление и молниезащита подстанции «Жигули» 35/10 кВ

8.1 Заземление

Основное предназначение заземления на подстанциях и не только, состоит в защите людей от поражения электрическим током, защите оборудования от перенапряжений и излишних токовых импульсных перегрузок, а также заземление необходимо для обеспечения нормального режима работы некоторых видов оборудования.

Человек может оказаться под напряжением в случае прикосновения к металлическим частям, корпусам электрооборудования, которое обычно под напряжением не находится, но может находиться в случае какого-либо внутреннего повреждения, либо в случае влияния внешнего повреждения, напрямую с данным оборудованием не связанного. Вышеуказанная ситуация является случаем защитной функции заземления – защитное заземление.

Подключение нейтрали трансформатора к заземлению, либо подключение ограничителя перенапряжений нелинейного к заземлению или отвода молниеотвода, есть случай рабочей функции заземления – рабочее заземление

Для реализации заземления, на подстанциях принято использовать естественные и/или искусственные заземлители. К естественным относят заземлители на опорах воздушных линий, оболочки кабелей. К искусственным относят, создаваемую человеком, сетку заземления из горизонтальных полос. Рассмотрим подробнее искусственное заземление.

Сетка заземления из горизонтальных полос проектируется так, чтобы электрический потенциал как можно равномерней распределился по территории подстанции. Для достижения равномерного распределения потенциала, полосы необходимо прокладывать на 0,5 – 0,7 м от уровня земли вдоль рядов основного электрического оборудования (в данном случае рассматривается ОРУ). Поперечные же полосы (относительно проложенных

вдоль рядов) прокладываются в наиболее удобных для этого местах между оборудованием, на такой же глубине. При этом максимальный размер ячейки, создаваемой полосами, не может превышать размер $6 \times 6 \text{ м}^2$.

По периметру образовавшейся сетки, на глубину 5 м от уровня 0,7 м от земли, вбиваются (всверливаются) вертикальные стержни.

Все полосы объединяются в единую конструкцию сваркой. Места сварки зачищаются и обрабатываются цинковым составом. Стоит отметить, что сами полосы и стержни выполнены из оцинкованной стали. Расчет заземления подстанции «Жигули» 35/10 кВ представлен в Приложении Б.

8.2 Молниезащита

Молниезащита тесно и неразрывно связано с заземлением подстанции, а именно с защитной функцией заземления подстанции, т.к. молниеприемник принимая молнию из атмосферы и следующий, параллельно с ней, импульсный ток и перенапряжение, должен куда их рассеять, причем равномерно, с быстрым гашения фронта молнии. Для этого отводы молниеприемники соединяются с сеткой заземления, сваркой (места сварки зачищаются и обрабатываются цинковым составом), в нескольких местах, в целях наилучшего растекания (3 – 4 направления), а также дополнительные вертикальные стержни (5м), на расстоянии от молниеприемника не меньше длины самого стержня.

Молниеприемников существует всего два вида – стержневой и тросовой для ОРУ. Для зданий, в случае невозможности использовать молниеприемник, выполняют молниеприемную сетку на крыше в случае если крыша не из металла, а в случае металлической крыши – её просто соединяются с сеткой заземления (как и для случая молниеприемной сетки).

Конструктивно, молниеотвод это (сверху-вниз): молниеприемник, несущая конструкция, токоотвод и заземлитель. Расчет молниезащиты подстанции «Жигули» 35/10 кВ представлен в Приложении В.

Заключение

В ходе всестороннего анализа подстанции «Жигули» 35/10 кВ выяснено состояние электрооборудования подстанции – устаревшее и требующее замены, рассчитаны нагрузки подстанции – полная максимальная мощность составила 4891,3 МВА, релейная защита – устарела и требует замены

С учетом значения полной максимальной мощности, учитывающую перспективу роста нагрузки подстанции, а также в соответствие с результатом технико-экономического расчета, мощность силового трансформатора увеличена не была, но было увеличено количество трансформаторов с одного на два. Это связано и с изменением электрической схемы соединений подстанции.

Электрическая схема соединений подстанции изменена на схему с двумя трансформаторами и автоматическим введением резерва, посредством секционной перемычки. Изменение схемы вызваны перспективным разрастанием частной жилой застройки района, а также с появлением потребителей 1-й и 2-й категории по надежности электроснабжения.

Основное электрооборудование подстанции, такое как выключатель 35 кВ, разъединитель 35 кВ, ОПН 35 кВ, а также комплектное распределительное устройства заменено на современные образцы и проверено по необходимым расчетным условиям.

Выполнен выбор релейной защиты основных элементов подстанции. В качестве примера произведен расчет уставок релейной защиты ячеек отходящих присоединений.

Рассчитано заземление и молниезащита подстанции.

Выполненные, в настоящей бакалаврской работе, мероприятия по реконструкции подстанции «Жигули» 35/10 кВ, позволят на десятилетия вперед обеспечить всех потребителей надежным и качественным электроснабжением.

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 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. : Стандартинформ, 2007. 40 с. URL: http://www.complexdoc.ru/pdf/ГОСТ%20Р%2052735-2007/gost_r_52735-2007 (дата обращения: 10.03.2020).

3. 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.

4. Herbet F., Adriano C., George V. Analysis of alternative parameters of dynamic resistance measurement in high voltage circuit breakers // High voltage. 2019. № 4. P. 197-202.

5. 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).

6. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Электронный ресурс] : П-МРСК-ВНД-196.02-17 : утв. протоколом № 30 от 10.04.17 : введ. 10.04.2017. Саратов : [б. и.], 2017.

196 с. URL: http://www.mrsk-volgi.ru/i/files/2017/8/22/tehnicheskaya_politika.pdf (дата обращения: 16.02.2020).

7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: 7-ое издание. 178 с. URL: https://bolid.ru/files/554/732/h_4b5caa66bb3e627f4d5a006ac89af7d4.pdf (дата обращения: 16.02.2020).

8. 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).

9. Выключатель элегазовый баковый серии ВГБ-УЭТМ-35 на напряжение 35 кВ [Электронный ресурс]: каталог ; разработчик и изготовитель «УЭТМ». Екатеринбург, 2019. 8 л. URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/> (дата обращения: 21.02.2020).

10. Заземлители наружной и внутренней установки [Электронный ресурс]: каталог ; разработчик и изготовитель «Завод электротехнического оборудования». Великие Луки, 2019. 30 л. URL: http://zeto.ru/download/903/Kat_Zaz.pdf (дата обращения: 23.02.2020).

11. 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).

12. 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).

13. 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.su/SE/SM6_Catalog.pdf (дата обращения: 14.03.2020).

14. Выключатели вакуумные серии ВВС [Электронный ресурс] : сайт Машинформ. URL: <https://electro.mashinform.ru/vyklyuchateli-vakuumnye/vyklyuchateli-vakuumnye-serii-vvs-obj36.html> (дата обращения: 21.02.2020).

15. Высоковольтные вакуумные выключатели – устройство и принцип работы [Электронный ресурс]: сайт Школа для электрика. URL: <http://electricalschool.info/main/visokovoltny/1687-vysokovoltnye-vakuumnye-vykljuchateli.html> (дата обращения: 21.02.2020).

16. Жигули (Ставропольский район) [Электронный ресурс]: сайт свободной энциклопедии Википедия. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%96%D0%B8%D0%B3%D1%83%D0%BB%D0%B8_\(%D0%A1%D1%82%D0%B0%D0%B2%D1%80%D0%BE%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%96%D0%B8%D0%B3%D1%83%D0%BB%D0%B8_(%D0%A1%D1%82%D0%B0%D0%B2%D1%80%D0%BE%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%80%D0%B0%D0%B9%D0%BE%D0%BD)) (дата обращения: 16.02.2020).

17. Ограничитель перенапряжения [Электронный ресурс]: сайт Свободной энциклопедии Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Ограничитель_перенапряжения (дата обращения: 23.02.2020).

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

19. Разъединители типа РДЗ-35 [Электронный ресурс]: сайт Машинформ. URL: <https://electro.mashinform.ru/razediniteli-naruzhnoj-ustanovki/razediniteli-tipa-rdz-35-obj90.html> (дата обращения: 22.02.2020).

20. Тарифы в Самарской области на 2019 год [Электронный ресурс]: сайт Energybase.ru. URL: [https://energybase.ru/tariff/samarskaya-oblast?TariffSearch\[type_id\]=1](https://energybase.ru/tariff/samarskaya-oblast?TariffSearch[type_id]=1) (дата обращения: 22.02.2020).

21. Трансформаторные подстанции [Электронный ресурс]: сайт Экспоцентр. URL: <https://www.elektro-expo.ru/ru/articles/transformatornaya-podstanciya/> (дата обращения: 16.02.2020).

22. Устройства РЗА [Электронный ресурс]: сайт АО «Радиус автоматика». URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza/> (дата обращения: 14.03.2020).

23. Csanyi E. Connections and composition of LV/MV/HV capacitor banks [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2020. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/capacitor-banks-connections-composition> (дата обращения: 15.02.2020).

24. Csanyi E. Medium voltage soft starter for heavy-duty motor control (operation and special applications) [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2018. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/medium-voltage-soft-starter-motor-control> (дата обращения: 15.02.2020).

25. Csanyi E. The 4 most common switchgear-based substation types [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2018. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/switchgear-substation-types> (дата обращения: 15.02.2020).

26. Csanyi E. The art of designing the auxiliary system of a power plant [Электронный ресурс]: Electrical Engineering Portal. 2020. URL: <https://electrical-engineering-portal.com/designing-auxiliary-system-power-plant> (дата обращения: 15.02.2020).

Приложение А

Расчет уставок релейной защиты на примере ячеек отходящих присоединений подстанции «Жигули» 35/10 кВ

1) Расчет сопротивлений схем замещения

Исходные данные:

- минимальное полное сопротивление на шинах подстанции $Z_{\min} = 0,573 \text{ Ом};$

- максимальное полное сопротивление на шинах подстанции $Z_{\max} = 0,831 \text{ Ом};$

- минимальное значение тока короткого замыкания на шинах подстанции $I_{\text{КЗmin}} = 3713 \text{ А};$

- максимальное значение тока короткого замыкания на шинах подстанции $I_{\text{КЗmax}} = 6534 \text{ А};$

Сопротивление кабельных линий рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{Лi}} = \sqrt{r_{\text{Лi}}^2 + x_{\text{Лi}}^2}, \quad (\text{A.1})$$

где $r_{\text{Лi}}$ – активное сопротивление кабельной линии;

$x_{\text{Лi}}$ – реактивное сопротивление кабельной линии.

Активное и реактивное сопротивление кабельной линии рассчитываются по следующим формулам:

$$r_{\text{Лi}} = r_{0i} \cdot l_i, \quad (\text{A.2})$$

$$x_{\text{Лi}} = x_{0i} \cdot l_i, \quad (\text{A.3})$$

где r_{0i} – удельное активное сопротивление кабельной линии;

x_{0i} – удельное реактивное сопротивление кабельной линии;

l_i – длина кабельной линии.

Продолжение Приложения А

Параметры кабельных линий представлены в таблице А.1

Таблица А.1 – Параметры кабельных линий

Номер КЛ	Длина кабеля l, м	Сечение провода кабеля S, мм ²	Удельное активное сопротивление кабеля r ₀ , Ом/км	Удельное реактивное сопротивление кабеля x ₀ , Ом/км
1	0,9	185	0,170	0,280
2	1,3	150	0,210	0,287
3	0,45	120	0,270	0,292
4	0,23	95	0,330	0,300
5	0,27	120	0,270	0,292

Произведем расчет по формулам (А.1-А.3) далее:

$$r_{Л1} = 0,170 \cdot 0,9 = 0,153 \text{ Ом},$$

$$x_{Л1} = 0,280 \cdot 0,9 = 0,252 \text{ Ом},$$

$$r_{Л2} = 0,210 \cdot 1,3 = 0,273 \text{ Ом},$$

$$x_{Л2} = 0,287 \cdot 1,3 = 0,373 \text{ Ом},$$

$$r_{Л3} = 0,270 \cdot 0,45 = 0,122 \text{ Ом},$$

$$x_{Л3} = 0,292 \cdot 0,45 = 0,131 \text{ Ом},$$

$$r_{Л4} = 0,330 \cdot 0,23 = 0,076 \text{ Ом},$$

$$x_{Л4} = 0,300 \cdot 0,23 = 0,070 \text{ Ом},$$

$$r_{Л5} = 0,270 \cdot 0,23 = 0,062 \text{ Ом},$$

$$x_{Л5} = 0,292 \cdot 0,27 = 0,079 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л1} = \sqrt{0,153^2 + 0,252^2} = 0,394 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л2} = \sqrt{0,273^2 + 0,373^2} = 0,462 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л3} = \sqrt{0,122^2 + 0,131^2} = 0,179 \text{ Ом},$$

Продолжение Приложения А

$$Z_{Л4} = \sqrt{0,076^2 + 0,070^2} = 0,103 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л5} = \sqrt{0,062^2 + 0,079^2} = 0,100 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора мощность 400 кВА – $Z_{тр400} = 4,05 \text{ Ом}$ (1-ая и 3я ТП), мощностью 630 кВА - $Z_{тр630} = 3,465 \text{ Ом}$ (2-ая ТП). Данные предоставлены представителем ПАО «Россети».

2) Расчет токов короткого замыкания

Ток короткого замыкания на шинах КТП первой линии (с трансформатором на КТП, мощностью 400 кВА) рассчитывается аналогично далее по формуле:

$$I_{К.Лi}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{сумми}}, \quad (\text{А.4})$$

где $U_n = 11000 \text{ В}$ – номинальное напряжение стороны НН подстанции

«Жигули» 35/10 кВ;

$Z_{сумми}$ – суммарное полное сопротивление до необходимой расчетной точки.

Расчеты токов короткого замыкания на кабельных линиях будут вестись по формуле (А.4) далее.

Ток короткого замыкания на шинах трансформаторной подстанции №1 кабельной линии №1 и №2:

$$I_{К.Лiдо}^{(3)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot (0,831 + 0,394 + 0,462)} = 3767 \text{ А}.$$

Ток короткого замыкания за трансформаторной подстанцией №1 кабельной линии №1 и №2:

Продолжение Приложения А

$$I_{\text{К.Л1после}}^{(3)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot (0,831 + 0,394 + 0,462 + 4,050)} = 1108,9 \text{ А} .$$

Ток короткого замыкания до трансформаторной подстанции №1 кабельной линии №1 и №2, в точке подключения дополнительной нагрузки посредством кабельных линий №3 и №4 на шинах трансформаторной подстанции №2:

$$I_{\text{К.Л2до}}^{(3)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot (0,831 + 0,394 + 0,462 + 0,179 + 0,103)} = 3363,9 \text{ А} .$$

Ток короткого замыкания до трансформаторной подстанции №1 кабельной линии №1 и №2, в точке подключения дополнительной нагрузки посредством кабельных линий №3 и №4 на после трансформаторной подстанции №2:

$$I_{\text{К.Л2после}}^{(3)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot (0,831 + 0,394 + 0,462 + 0,179 + 0,103 + 3,465)} = 1187,9 \text{ А} .$$

Ток короткого замыкания трансформаторной подстанции №3 до трансформатора:

$$I_{\text{К.Л3до}}^{(3)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot (0,831 + 0,394 + 0,462 + 0,179 + 0,103 + 0,100)} = 3072 \text{ А} .$$

Ток короткого замыкания трансформаторной подстанции №3 после трансформатора:

Продолжение Приложения А

$$I_{К.Л2\text{после}}^{(3)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot (0,831 + 0,394 + 0,462 + 0,179 + 0,103 + 0,100 + 4,050)} = 1037,7 \text{ А}.$$

3) Расчет максимальной токовой отсечки

Суммарная мощность всех трансформаторов, питаемых трансформаторных подстанций составляет $S_{\text{ном.сумм}} = 2 \cdot 400 + (400 + 630) + 2 \cdot 400 = 2630 \text{ кВА}$.

Номинальный суммарный ток рассчитывается следующим образом:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.сумм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2630}{19,03} \approx 138 \text{ А}.$$

Диапазон тока рассчитывается следующим образом:

$$I_{\text{отс}} = (3 : 4) \cdot I_{\text{ном}} = (3 : 4) \cdot 138 = 414 \text{ А} \div 552 \text{ А}.$$

Ток в конце линии рассчитывается следующим образом:

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot I_{К.Л2\text{после}}^{(3)} = 1,5 \cdot 1187,9 = 1781,8 \approx 1800 \text{ А}.$$

3) Расчет максимальной токовой защиты

Рабочий ток $I_{\text{раб}} = 215 \text{ А}$, с учетом дополнительной нагрузки – $215 + 15 = 230 \text{ А}$.

$$I_{\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 230 = 450 \text{ А}.$$

Учитывая допустимый ток кабеля 330 А получим:

Продолжение Приложения А

$$I_{отс} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 330 = 643 \text{ А}.$$

4) Итог расчетов

Пределы МТО – $I_{отс} = 500-1800 \text{ А}$, $t = 0 \text{ с}$.

Пределы МТЗ – $I_{отс} = 450-650 \text{ А}$, $t = 0,6 \text{ с}$.

Уставки: $I_{отс} = 1200$, $t = 0 \text{ с}$.; $I_{отс} = 600$, $t = 0,6 \text{ с}$.

5) Чувствительность релейной защиты

Чувствительность МТО на шинах 10 кВ ПС «Жигули» 35/10 кВ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}}{I_{\text{отс}}} = \frac{3713}{1200} = 3,1.$$

Чувствительность МТО на шинах ТП №2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЛ2до}}^{(3)}}{I_{\text{отс}}} = \frac{3363,9}{1200} = 2,8.$$

Коэффициент чувствительности в области допустимых значений.

Чувствительность МТЗ на шинах ТП №2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЛ2до}}^{(3)} \cdot 0,865}{600} = \frac{3363,9 \cdot 0,865}{600} = 4,8.$$

Чувствительность МТЗ за ТП №2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЛ2после}}^{(3)} \cdot 0,865}{600} = \frac{1187,9 \cdot 0,865}{600} = 1,7.$$

Коэффициент чувствительности в области допустимых значений.

Приложение Б

Расчет заземления подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Расчет ведется по методике, представленной в [3].

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 $\rho = 100$ 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:

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

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

$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot K_c = 100 \cdot 1,25 = 125$ Ом – расчетное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности;

$K_c = 1,25$ - коэффициент сезонности для климатической зоны II» [3].

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot 5}{0,0475}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot 3 + 1}{4 \cdot 3 - 1}\right) \right] = 22,63 \text{ Ом}.$$

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

Продолжение Приложения Б

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

где $n_c = 0,78$ - коэффициент использования вертикальных металлических заземлителей» [3].

$$N_c = \frac{22,63}{0,5 \cdot 0,78} = 58,02 \approx 58 \text{ шт.}$$

«Расчет сопротивления заземляющей сетки подстанции выполняется по следующей формуле:

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

где $L = (A+B) \cdot 2 = (35 + 45) \cdot 2 = 160$ м – периметр подстанции;

$\rho_{\text{расч.г}} = r \cdot K'_c = 100 \cdot 4,5 = 450$ Ом – расчетное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности;

$K'_c = 4,5$ - коэффициент сезонности для климатической зоны II» [3].

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot 450}{160} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 160^2}{0,04 \cdot 0,5}\right) = 15,18 \text{ Ом.}$$

«Расчет сопротивления отдельной заземляющей полосы в контуре производится по следующей формуле» [3].:

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

$$R_{\text{ПК}} = \frac{15,18}{0,27} = 56,2 \text{ Ом.}$$

Продолжение Приложения Б

«Расчет значения необходимого сопротивления металлических вертикальных стержней» [3].:

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

$$R = \frac{56,2 \cdot 0,5}{56,2 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

«Уточненное количество вертикальных металлических стержней рассчитывается по следующей формуле» [3].:

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

$$N'_c = \frac{22,63}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Таким образом, был произведен расчет заземления.

Приложение В

Расчет молниезащиты подстанции «Жигули» 35/10 кВ

Расчетная высота стержневого молниеотвода $h = 30$ м.

«Активная высота стержневого молниеотвода рассчитывается по следующей формуле:

$$h_c = h - h_x, \quad (\text{В.1})$$

где $h_x = 12$ м – высота защищаемого объекта» [3].

$$h_c = 30 - 12 = 18 \text{ м.}$$

«Зона защиты стержневого молниеотвода рассчитывается по следующей формуле:

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

где $p = 1$ – коэффициент разновысотности молниеотводов» [3].

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 20,57 \text{ м.}$$

В соответствие с результатом расчетов по формуле (В.2) к установке принимаем 6 молниеотводов, которые располагаются по углам электрической подстанции.