

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция подстанции 220/110/10 кВ «Саратовская»

Студент

Я.Г. Щербина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

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

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

(личная подпись)

«    »                      2017 г.

Тольятти 2017

## **Аннотация**

Объектом выпускной квалификационной работы является мощная системная подстанция «Саратовская» 220/110/10 кВ. Предметом проектирования выпускной квалификационной работы является электрическая часть открытого распределительного устройства 110 кВ подстанции «Саратовская».

В работе произведены расчеты нагрузок основных потребителей электрической энергии подстанции и мощности, отбираемые каждым потребителем. Также произведен выбор схемы электроснабжения на ОРУ-110 кВ и выбор основного электрооборудования 110 кВ.

Выпускная квалификационная работа состоит из следующих разделов:

- анализ существующей ситуации на подстанции;
- выбор схемы электроснабжения ОРУ-110 кВ;
- расчет электрических нагрузок подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного электрооборудования 110 кВ;
- расчет релейной защиты подстанции.

Выпускная квалификационная работа выполнена на 63 с., включает 8 таблиц, 28 литературных источников, 5 рисунков.

## Содержание

Введение.....	4
1 Характеристика объекта реконструкции.....	6
2 Анализ существующей электрической схемы ОРУ-110 кВ ПС 220/110/10 кВ «Саратовская».....	9
3 Анализ необходимых мероприятий для реконструкции ОРУ-110 кВ ПС «Саратовская» 220/110/10 кВ.....	11
4 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции.....	16
5 Проверка воздушных линий 110 кВ подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ.....	18
6 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ.....	20
7 Методика выбора и проверки нового оборудования 110 кВ подстанции 220/110/10 кВ "Саратовская".....	27
8 Определение уставок релейной защиты в ячейках открытого распределительного устройства 110 кВ.....	34
Заключение .....	59
Список использованных источников.....	60

## ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие электроэнергетики в России и в мире диктует повышенные требования к современным подстанциям, в плане оборудования, автоматизации, автоматических систем и надежности. Что, конечно, требует значительных затрат при реконструкции или строительстве нового объекта.

В связи с вышеобозначенной тенденцией развития электроэнергетики – остро встает вопрос модернизация оборудования большинства подстанций в России. Данная проблема сильно проявляется в настоящее время, т.к. большинство подстанций было построено около 30-40 лет назад. Для большинства оборудования данным сроком определен полный срок службы. Как следствие, по истечении данного срока оборудование выходит из строя или работает с ненормальными характеристиками, заявленными при сдаче в эксплуатацию.

Работа устаревшего оборудования приводит к частым возникновениям аварий, таких как короткое замыкание, или взрыв (масляный выключатель) и опять, как следствие – замыкание (не говоря о возможной угрозе жизни человека). Однако, даже не приводя к таким радикальным последствиям, устаревшее оборудование может негативно в течение длительного времени влиять на большое число различного оборудования (в рамках какого-либо завода), что в итоге приведет к массовым поломкам, например: снижение качества электроэнергии, проявляющееся в виде постоянного пониженного напряжения (из-за перегрузки силового трансформатора), приведет к увеличению пускового тока двигателей и скорейшему их выходу из строя.

Поэтому тенденция модернизации оборудования для Российской электроэнергетики актуальна как никогда.

В свете обозначенной проблемы, целью выпускной квалификационной работы будет являться повышение надежности и экономичности работы подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ.

Достижение цели возможно, только после решения ряда следующих основных задач:

- анализ существующей сложившейся ситуации в рамках ОРУ-110 кВ;
- выбор и обоснование новой схемы электроснабжения;
- расчет нагрузок и токов короткого замыкания;
- выбор основного оборудования 110 кВ с учетом современных требований;
- расчет релейной защиты подстанции.

## **1 Характеристика объекта реконструкции**

Подстанция «Саратовская» является подстанцией обеспечивающей электроснабжения одного из крупных городов Российской Федерации – Саратова, а также электроснабжение некоторых производств г. Саратова:

- Саратовский завод по производству подшипников;
- Асфальтовый завод;
- Саратовский авиационный завод.

Население г. Саратова составляет, по данным на 2016г., 843 460 человек. Для г. Саратова данная подстанция является системной.

Большое сосредоточение нагрузок на данную подстанцию, отводит ей решающую роль в жизни города. Основная часть нагрузок подстанции «Саратовская» состоит из потребителей преимущественно 1-ой и 2-ой категории (50 – 70 %).

Решающая роль в жизни города и ответственность электроснабжения потребителей определяет повышенные требования к надежности электроснабжения потребителей подстанцией. В связи с этим при реконструкции необходимо обеспечить непрерывное функционирование подстанции. При реконструкции в условиях действующей подстанции необходимо соблюдать все требования норм безопасности для обеспечения сохранности жизни людей и обеспечения безаварийности.

ПС 220/110/10 кВ «Саратовская» была сооружена в 1960 г. На подстанции было установлена 3 автотрансформатора, общая установленная мощность подстанции со времени ввода в эксплуатацию составляет 670 МВА.

Схема внешнего электроснабжения ПС 220/110/10 кВ «Саратовская» выполнена по типовой схеме ПАО «ФСК ЕЭС» № 220-12 – «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин и обходная система шин». ОРУ-110 кВ выполнено по похожей схеме, отличающейся лишь наличием двух рабочих шин - № 110-13Н – «Две рабочие системы шин и обходная система шин».

Дальнейшему рассмотрению в рамках данной выпускной квалификационной работы подлежит схема и оборудование ОРУ-110 кВ.

ОРУ-110 кВ подключено к системе воздушными линиями в количестве 4шт. [8, 22]

- воздушная линия на ПС 110 кВ «Северо-Западная» (отпайка);
- воздушная линия на ПС 110 кВ «Проммаш»;
- воздушная линия на ПС 110 кВ «Техническая» (отпайка);
- воздушная линия на ПС 110 кВ «Ленинская»;
- воздушная линия на ПС 110 кВ «Пищевая»;
- воздушная линия на ПС 110 кВ «Жасминная».

На открытом распределительном устройстве 110 кВ установлено следующее основное оборудование (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Оборудование ОРУ-110 кВ

Оборудование	Наименование
Выключатель воздушный	ВВН-110-6, ВВБН-110
Трансформатор тока	ТФНД-110
Разъединитель	РЛНД-110/600
Трансформатор напряжения	НКФ-110
Разрядник вентильный	РВС-110

Установленное оборудование выработало свой ресурс (физический износ) и устарело морально, т.к. на данный момент появились образцы оборудования, с лучшими характеристиками, по сравнению с существующим оборудованием: высокие значения токов отключения для выключателей, улучшенный класс точности и количество обмоток для трансформаторов напряжения и тока и т.п.

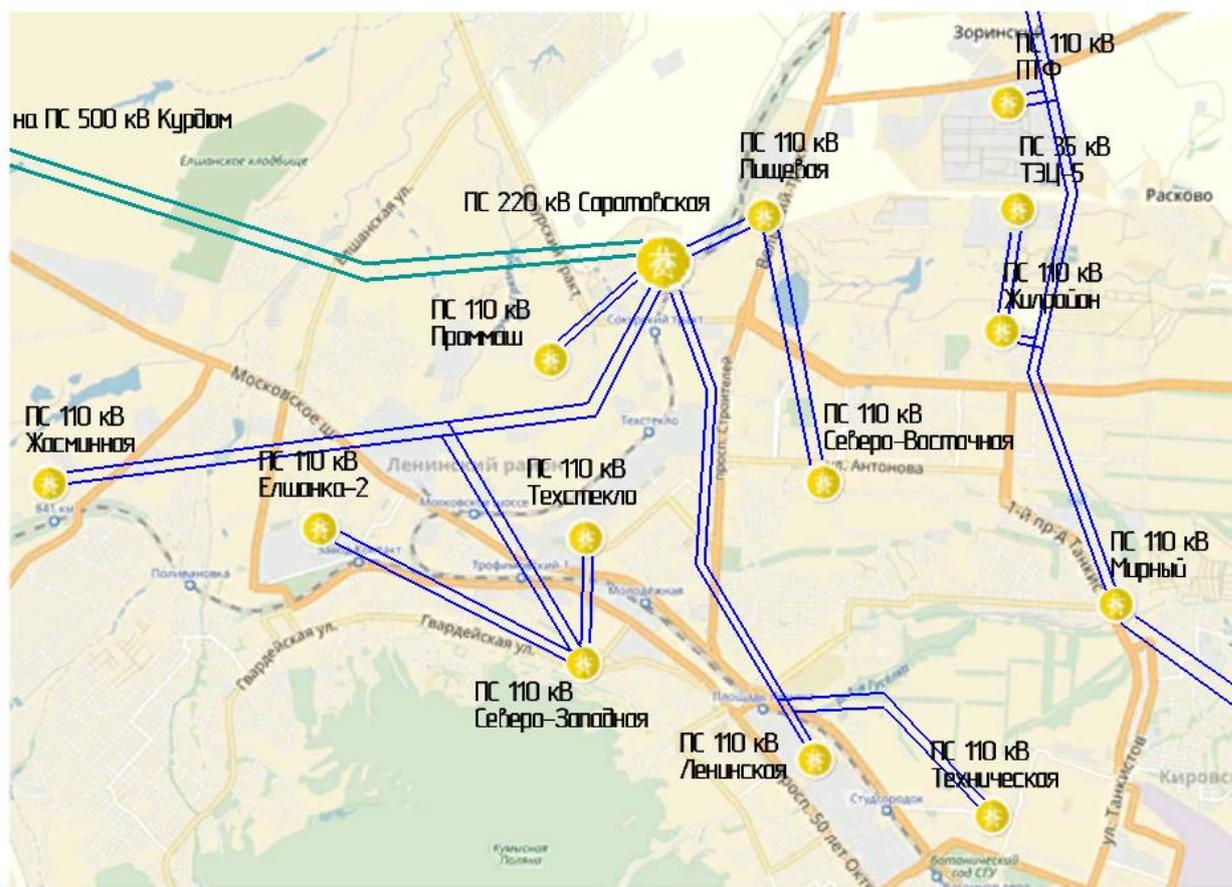


Рисунок 1.1 - Карта существующей сети 110-220 кВ (частичная)

## 2 Анализ существующей электрической схемы ОРУ-110 кВ ПС 220/110/10 кВ «Саратовская»

Главная электрическая схема ОРУ-110 кВ ПС «Саратовская» 220/110/10 кВ, выполненная по схема № 110-13Н, представлена на рисунке 2.1.

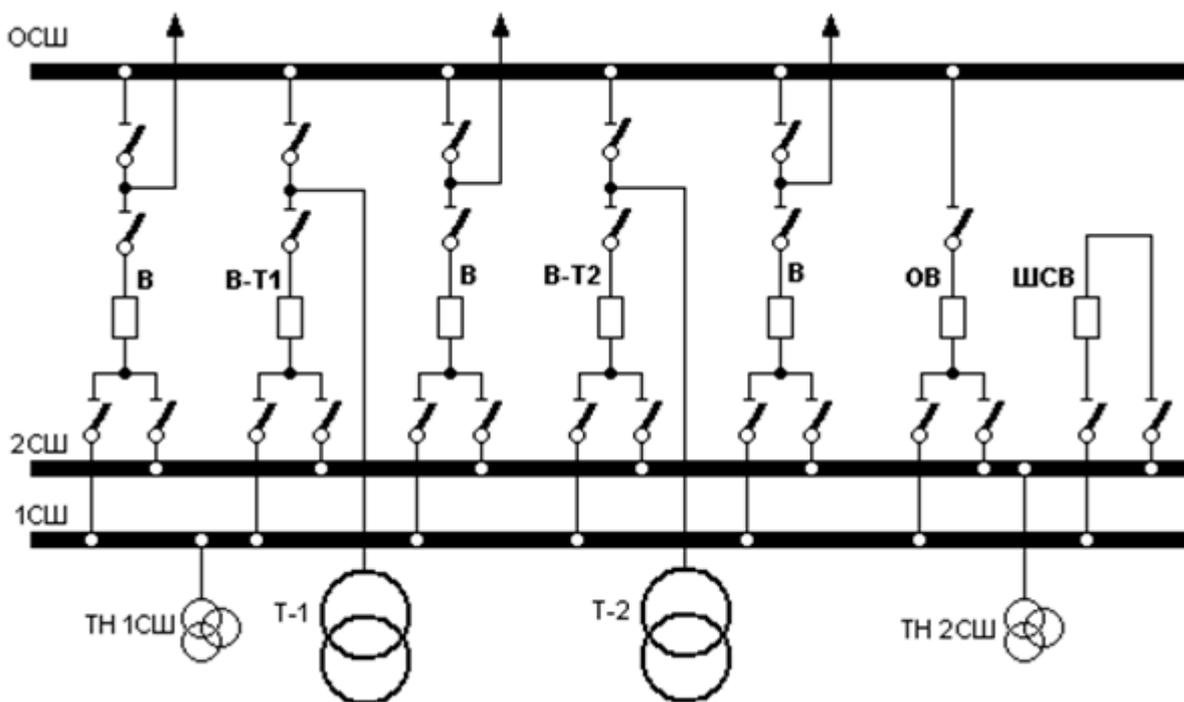


Рисунок 2.1 – Главная электрическая схема ОРУ -110 кВ

Все существующие присоединения ОРУ-110 кВ распределены таким образом, что на каждую рабочую шину отводится определенное количество (примерно 50/50) присоединений и нагрузка распределяется равномерно.

Автотрансформаторы и присоединения, как уже говорилось выше, питаются от двух разных систем шин и для увеличения надежности электроснабжения 2 рабочие системы шин соединены между собой шиносоединительным выключателем (в случае потери питания одной из системы шин), а также схемой предусмотрена обходная система шин. Поэтому с точки зрения аварийного режима работы подстанции, данная схема является надежной, т.к. при такой схеме существует множество вариантов сохранения электроснабжения потребителей без их отключения. Перерыв в

электроснабжении допускается на время переключения на другую систему шин.

Несмотря на значительные преимущества использования данной схемы, она все же обладает некоторыми существенными недостатками:

- большое число коммутационных аппаратов – данный фактор снижает надежность подстанции в нормальном режиме функционирования;

- увеличение капитальных затрат на сооружение схемы, по сравнению с упрощенными схемами, в связи с наличием большого числа различного оборудования;

- усложнение схемы ведет к увеличению числа ошибок при эксплуатации данной схемы персоналом подстанции, что может приводить к различным негативным последствиям.

В связи с вышеобозначенными положениями, в рамках данной выпускной квалификационной работы, решено рассмотреть варианты реконструирования ОРУ-110 кВ подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ и внедрить самый оптимальный вариант. Сравнение различных вариантов главных схем приведено в пункте 3 выпускной квалификационной работы.

### **3 Анализ необходимых мероприятий для реконструкции ОРУ-110 кВ ПС «Саратовская» 220/110/10 кВ**

#### **3.1 Анализ возможных вариантов главной схемы ОРУ-110 кВ с последующим выбором**

В качестве вариантов для проработки выбраны три возможных варианта главной электрической схемы ОРУ-110 кВ для ПС «Саратовская» 220/110/10 кВ:

1 ОРУ-110 кВ по типовой схеме № 110-14 - «Две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходным и шиносоединительными выключателями»;

2 КРУЭ-110 кВ по нетиповой схеме (без обходной системы шин) «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

3 ОРУ-110 кВ по нетиповой схеме (без обходной системы шин) «Две рабочие системы шин, секционированные выключателем».

Рассмотрим кратко каждый вариант.

Первый вариант реализации схемы несет в себе сложность конструктивного исполнения, т.к. существующую схему 110-13Н придется дробить и раздвигать. Между системами шин появятся шиносоединительные выключатели, которые и требуют расширения места.

Также данный вариант реконструкции предполагает отключение ВЛ-110 кВ на длительное время, что в условиях бесперебойности электроснабжения не желательно, а в отдельных случаях и вовсе недопустимо.

Одним из сложных вопросов будет увеличение числа порталов и различной арматуры для подвеса проводов. Данный вопрос будет даже не сколько сложным, сколько материально затратным.

Второй вариант реализации схемы закрытого распределительного устройства 110 кВ типа КРУЭ.

Данное решение предполагает строительство здания (один этаж) в котором будет размещаться оборудование с элегазовой изоляцией. Подсоединение к выводам трансформатора 110 кВ в данном случае будет выполняться кабелями из сшитого полиэтилена (1 кабель на фазу). Т.к. строительство будет вестись на территории, освободившейся после реконструкции ОРУ-220 кВ подстанции, то отключение потребителей 110 кВ подстанции на длительное время не потребуется. Потребителей необходимо будет отключить на непродолжительное время переключения вводов 110 кВ трансформатора с воздушной линии на кабельные линии.

При всех преимуществах, которые дает сооружение распределительного устройства с элегазовой изоляцией, в настоящих экономических реалиях Российской Федерации, сооружение подстанции будет крайне затратным и потребует значительных финансовых затрат. Такие затраты во многом объясняются тем, что элегазовые распределительные устройства в основном производятся за границей, в странах Европы, или в Японии. Отечественные производители, к сожалению, пока не в состоянии конкурировать с иностранным оборудованием и уступают им во многих отношениях (номинальные параметры и т.п.)

Рассмотрев два варианта, перейдем к третьему варианту с ОРУ-110 кВ по нетиповой схеме – две рабочие системы шин, секционированные выключателем, без обходной системы шин. Строго говоря, строительство данного варианта схемы не потребуется, т.к. при реализации данного варианта у существующей схемы будет исключена обходная система шин 110 кВ и строительство потребуется только в плане фундаментов под новое оборудование.

Также преимущества данного варианта заключаются в следующем:

- освобождение территории, занимаемой ОРУ-110 кВ;
- реконструкция без длительного отключения потребителей;
- возможность работы в действующей электроустановке (подстанция).

Выбор именно данного варианта объясняется меньшими капитальными затратами на строительство, увеличением надежности за счет уменьшения числа различной коммутационной аппаратуры, а также за счет применения оборудования с элегазовой изоляцией.

### **3.2 Решения по компоновке ОРУ-110 кВ подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ**

Техническое решение по реконструкции открытого распределительного устройства 110 кВ является окончательным, т.е. без возможности дальнейшего развития энергосистемы.

При этом, принимаемые решения, всегда учитывают состояние надежности подстанции с точки зрения бесперебойности, и, также, возможность проведения работ в условиях действующей электроустановки.

Как уже говорилось в пункте 3.1 выпускной квалификационной работы надежность схемы при исключении обходной системы шин достигается установкой электрооборудования с элегазовой изоляцией.

Если подвести итог решениям по компоновке открытого распределительного устройства подстанции 110 кВ то получается следующее:

- тип распределительного устройства остается открытым;
- строительство ведется на прежней территории с частичным освобождением занимаемого места;
- схема после реконструкции будет – две рабочие системы шин, секционированные выключателем;
- предусмотрение расширения схемы (ячейки под расширение), увеличение числа ячеек никак не влияет на развитие энергосистемы, как было сказано в начале пункта 3.2.

Оборудование, предусмотренное к установке реконструкцией, должно быть устойчиво к токам короткого замыкания в аварийном режиме и к токам

нагрузки в нормальном режиме функционирования (ток трехфазного короткого замыкания – 34,37 кА; ток однофазного короткого замыкания – 38,6 кА).

### **3.3 Решения по объему реконструкции подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ**

Решения по объему реконструкции принимаются на основании решений по компоновке подстанции.

В соответствии со стандартами организации (СТО) ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ФСК ЕЭС) к установке будет приниматься оборудование 110 кВ следующего типа:

- выключатель – колонкового типа с элегазовой изоляцией;
- трансформатор тока – индуктивного типа;
- разъединитель – горизонтально-поворотного типа с двигательным электроприводом для ножей заземления;
- трансформатор напряжения – емкостного типа, антирезонансный;
- ограничитель перенапряжений – нелинейный, со счетчиком импульсов;
- сборные шины – гибкие (неизолированный провод);

Все вышеперечисленное оборудование должно соответствовать требованиям ПАО «ФСК ЕЭС».

Основные положения требований к оборудованию ПАО «ФСК ЕЭС» представлены далее:

- производство отечественного оборудования по техническим условиям, согласованным с ПАО «ФСК ЕЭС»;
- оборудование, произведенное за рубежом, должно иметь положительное заключение аттестационной комиссии ПАО «ФСК ЕЭС» и быть рекомендовано к применению на объектах электроэнергетики;

- сертификация оборудования должна производиться в соответствии с правилами по сертификации, принятыми в Российской Федерации, которые должны удовлетворять государственным стандартам с системе сертификации;

- все оборудование должно соответствовать положениям правил устройства электроустановок (ПУЭ) последнего издания, а также положениям международной электротехнической комиссии (МЭК);

- производитель оборудования должен предоставить оборудование с комплектом запасных частей, материалов и принадлежностей (ЗИП) в требуемом объеме, который гарантирует выполнение требований готовности оборудования к минимальному ремонту и ремонтпригодности в течение всего гарантийного срока эксплуатации. В состав принадлежностей должен входить набор инструментов, обеспечивающий минимальный ремонт, т.е. тот ремонт, который в состоянии выполнить, на месте, эксплуатирующий персонал: специализированные проверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта оборудования;

- соответствие категории изоляции оборудования требованиям ГОСТ 1516.3-96;

- соответствие изоляции оборудованию климатическому исполнению типа, не менее II – 2 см/кВ (удельная длина пути утечки);

- соответствие категории размещения оборудования ГОСТу 15150-69;

- соответствие диапазона рабочих температур оборудования диапазону равному:  $-45 \text{ }^{\circ}\text{C} \dots +40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

- соответствие устойчивости оборудования к землетрясениям 6-ти баллам по шкале MSK;

- соответствие требованиям надежности, которое гласит, что оборудование должно функционировать непрерывно (круглые сутки) в течение срока, установленного заводом-изготовителем (срок службы) до списания. Данный срок должен быть не менее 25 лет.

#### **4 Расчет электрических нагрузок понизительной подстанции**

От ОРУ-110 кВ подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ по воздушным линиям 110 кВ запитываются 6 ГПП (главные понизительные подстанции), часть из них напрямую, часть отпайкой.

Расчет нагрузок в целях упрощения разбивается на 6 составляющих, или 6 участков, которые снабжает электроэнергией подстанция «Саратовская».

Количество трансформаторов, установленных на ГПП, определяется надежностью их системы электроснабжения (в основном это количеством равняется двум, больше – при отдельном обосновании).

Нагрузка подстанции в основном состоит из электроприемников первой категории надежности электроснабжения, поэтому их электроснабжения, согласно ПУЭ осуществляется от двух источников, которые работают параллельно и взаимно резервируют друг друга. Для данных категории допускается лишь небольшой перерыв, который равен времени работы устройств автоматики для переключения на резервный источник питания.

Также от подстанции «Саратовская» осуществляется питание населения, т.е. жилых районов, категория электроснабжения которых 2 и 3. Данные категории допускают перерыв в электроснабжения на время замены поврежденного электрооборудования или его ремонта.

Стоит отметить, что между плотностью нагрузок и экономической мощностью трансформатора, установленного на какой-либо подстанции существует тесная связь.

Расчет нагрузок ведется по известной типовой методике и представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет нагрузок потребителей, запитываемых от ОРУ–110 кВ ПС «Саратовская» - 220/110/10 кВ

№ участка	$P_p$ кВт	$Q_p$ квар	$S_p$ кВА	Площадь $S$ км <sup>2</sup>	Плотность нагрузки, j кВА/км	Экономические целесообразные		$S_{HT}$ МВА	Число трансформаторов $N$		Коэффициент загрузки	
						$S_{э,тп}$ кВА	$M_э$		Расчет	Принято	$k_з$ норм.	$k_{з,а}$ авар.
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14
1	2268,1	785	2400	0,941	2557	272	3,1	16	2	2	0,75	1,3
2	6808	2751	7343	0,964	5609	561	6,38	16	2	2	0,77	1,35
3	5137,7	2059	5535	0,955	5560	467	5,32	25	2	2	0,59	1
4	7036,2	2246	7386	0,858	5142	609	6,94	25	2	2	0,69	1,15
5	8384,1	3183	8968	0,858	6212	694	7,89	40	2	2	0,7	1,2
6	4156,15	1423	4393	0,986	3451	392	4,46	25	2	2	0,69	1,15

## 5 Проверка воздушных линий 110 кВ подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ

Проверка существующих воздушных линий проводится по минимальному допустимому сечению проводов и длительно допустимому току.

Расчет минимального экономически целесообразного сечения ВЛ-110 кВ проводится согласно п.1.3 Правил Устройства Электроустановок. Расчетная формула представлена далее:

$$F_j = \frac{S_j}{\sqrt{3} \cdot j_{\text{ЭК}} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (5.1)$$

где  $S_j$  – полная мощность, протекаемая по какой-либо конкретной ВЛ;

$U_{\text{НОМ}} = 110$  кВ – номинальное напряжение сети;

$j_{\text{ЭК}} = 1$  А/мм<sup>2</sup> – экономическая плотность тока, определяемая по пункту 1.3 ПУЭ.

Проверка по длительно допустимому току воздушных линий ведется по следующей формуле:

$$I_{\text{дл.доп.пров}} \geq I_{\text{расч.махВЛ}} \quad (5.2)$$

где  $I_{\text{дл.доп.пров}}$  – длительно допустимый ток провода ВЛ согласно ПУЭ;

$I_{\text{расч.махВЛ}}$  – расчетный максимальный ток, протекающий по ВЛ.

Для удобства восприятия и упрощения расчета проверка ведется в табличном формате. Результаты представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Проверка существующих ВЛ – 110 кВ

№	Направление ЛЭП: откуда → куда	Марка и сечение провода	Минимальное сечение по экономической плотности тока $F_j$ , мм <sup>2</sup>	Расчетный максимальный ток, протекающий по ВЛ $I_{расч.махВЛ}$ , А	Длительно допустимый ток провода ВЛ $I_{дл.доп.пров}$ , А
1	ВЛ-110 кВ: «Саратовская» – «Пищевая»	АС-300	283,46	650	710
2	ВЛ-110 кВ: «Саратовская» – «Проммаш»	АС-300	259,62	624	710
3	ВЛ-110 кВ: «Саратовская» – «Ленинская»	АС-185	167,15	497	520
4	ВЛ-110 кВ: «Саратовская» – «Ленинская» - отпайка на «Техническая»	АС-185	170,1	503	520
5	ВЛ-110 кВ: «Саратовская» – «Жасминная»	АС-185	169,74	471	520
6	ВЛ-110 кВ: «Саратовская» – «Жасминная» - отпайка на «Северо-Западная»	АС-185	155,87	487	520

По результатам расчетов таблицы 5.1 видно, что неизолированные провода марки АС-185 и АС-300 полностью удовлетворяют всем требованиям.

## **6 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ**

Упростить расчет токов короткого замыкания позволяет составление схем замещения.

Схема замещения составляется на основе расчетной схемы, в ней представлены все элементы расчетной схемы в виде сопротивлений, а также система в виде эквивалентной электродвижущей силы.

По расчетной схеме подстанции «Саратовская» 220/110/10 кВ производится расчет в различных режимах работы: максимальный и минимальный.

Максимальный режим работы системы при расчетах токов коротких замыканий представляет собой ситуацию, в которой подпитка тока короткого замыкания осуществляется от всех ВЛ-110 кВ подстанции «Саратовская».

Минимальный режим работы системы при расчетах токов коротких замыканий представляет собой ситуацию, в которой подпитка тока короткого замыкания осуществляется лишь частью ВЛ-110 кВ подстанции «Саратовская».

Силовые автотрансформаторы со стороны 10 кВ работают каждый на свою секцию шин (разделены секционным выключателем).

Расчетная схема для определения токов короткого замыкания представлена на рисунке 6.1.

Схема замещения для определения токов короткого замыкания представлена на рисунке 6.2.

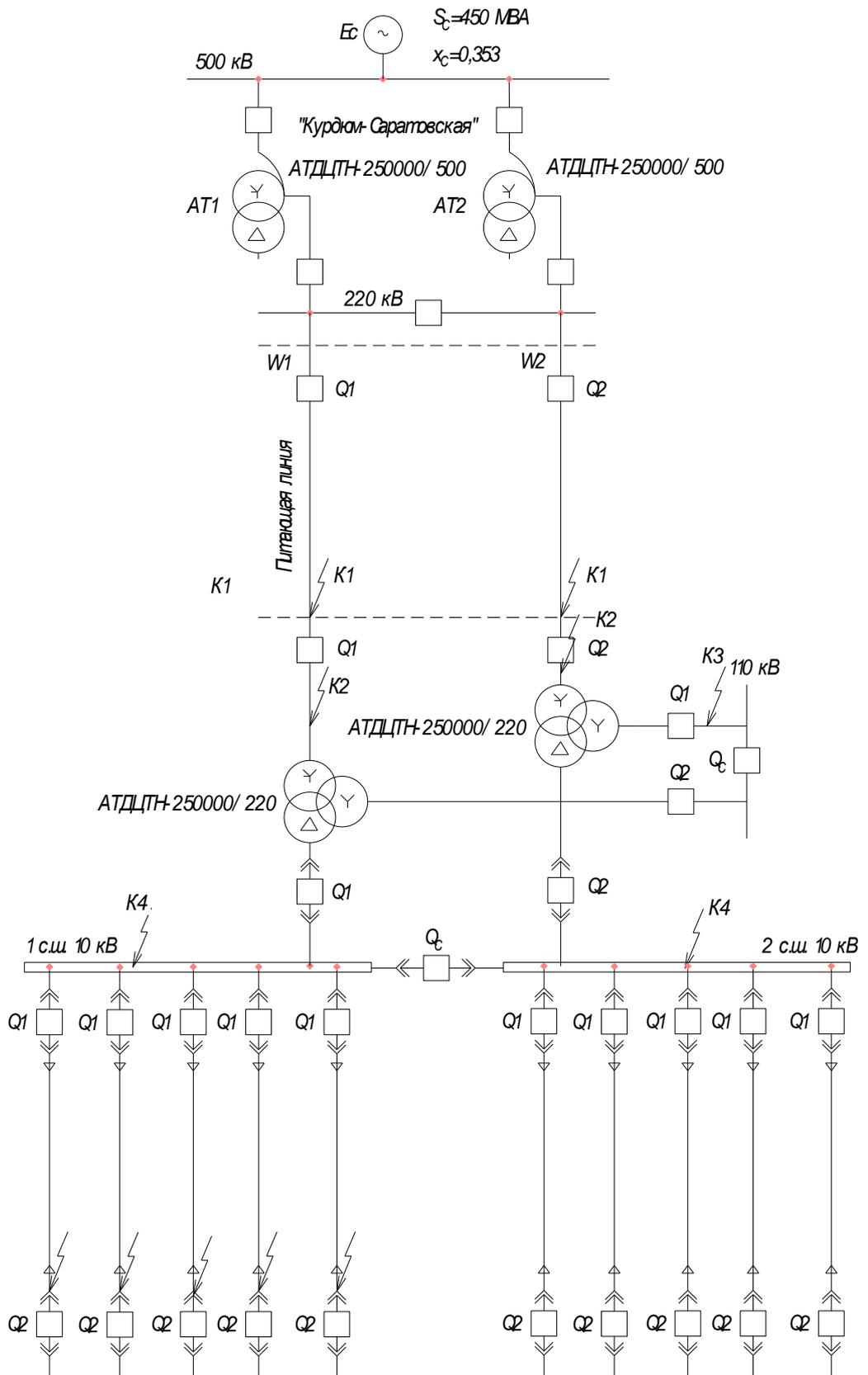


Рисунок 6.1 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

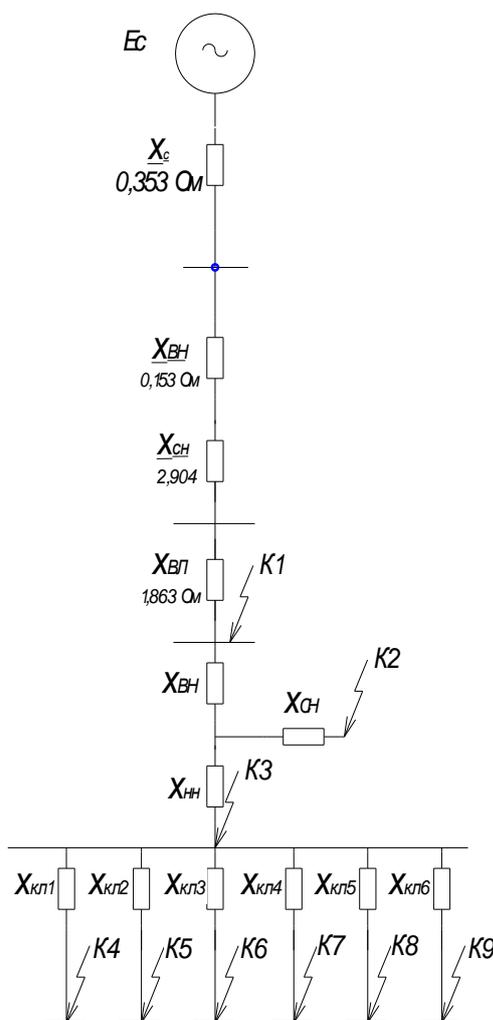


Рисунок 6.2 - Расчетная схема замещения

Теоретическую основу расчетов токов короткого замыкания составляет руководящий документ РД 153-34.0-20.257-98, в котором представлены основные понятия, определения и формулы для расчета.

Сопротивление короткого замыкания в расчетных точках определяется с учетом максимального и минимального режима работы системы. Расчетные формулы для определения сопротивления короткого замыкания на стороне низкого напряжения представлены далее:

$$X_{\text{НН.МІN}} = U_{\text{НН}}^2 \cdot \left[ \frac{X_{\text{С.МАХ}}}{U_{\text{СР.ВН}} \cdot (-\Delta U)} + \frac{U_{\text{СР.ВН}} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{\text{К.МІN}}}{100 \cdot S_{\text{Н.ТР}}} \right] \quad (6.1)$$

$$X_{\text{НН.МАХ}} = U_{\text{НН}}^2 \cdot \left[ \frac{X_{\text{С.МІН}}}{U_{\text{СР.ВН}}^2} + \frac{U_{\text{К.МАХ}}}{100 \cdot S_{\text{Т.ТР}}} \right] \quad (6.2)$$

где  $U_{\text{НН}} = 10,5$  кВ – напряжение силового трансформатора с низкой стороны;

Расчет трехфазного тока короткого замыкания, в максимальном и минимальном режиме, на стороне низкого напряжения, ведется по следующим формулам:

$$I_{\text{К.НН.МАХ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН.МІН}}} \quad (6.3)$$

$$I_{\text{К.НН.МІН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{НН.МАХ}}} \quad (6.4)$$

К стороне 220 кВ, т.е. к стороне высокого напряжения трансформатора токи короткого замыкания, рассчитанные по формулам (6.3, 6.4) приводятся при помощи следующей формулы (с учетом положения РПН трансформатора).

$$I_{\text{К.ВН.МАХ}}^{(3)} = I_{\text{К.НН.МАХ}}^{(3)} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{СР}} \cdot (1 - \Delta U)} \quad (6.5)$$

$$I_{\text{К.ВН.МІН}}^{(3)} = I_{\text{К.НН.МІН}}^{(3)} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН.МАХ}}} \quad (6.6)$$

Сопrotивление энергетической системы со стороны напряжением 220 кВ подстанции «Саратовская» в максимальном и минимальном режиме определяется по следующей формуле:

$$X_{\text{MAXC}} = \frac{U_C^2}{S_{\text{KЗ}}} \quad (6.7)$$

$$X_{\text{MAXC}} = \frac{230^2}{5000} = 3,1752 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{MINC}} = \frac{U_C^2}{S_{\text{KЗ}}} \quad (6.8)$$

$$X_{\text{MINC}} = \frac{230^2}{5500} = 8,066 \text{ Ом}$$

Произведем расчет сопротивления короткого замыкания по формулам (6.1, 6.2) на стороне низкого напряжения трансформатора. Для обоих трансформаторов значения будут одинаковы, поэтому расчет будет производиться только для одного трансформатора.

$$X_{\text{ННЗ.МИН}} = \frac{10,5^2}{230} \cdot \left[ \frac{5,864}{230 \cdot (-0,16)} + \frac{230 \cdot (1 - 0,16) \cdot 9,52}{100 \cdot 40} \right] = 0,519 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ННЗ.МАХ}} = 10,5^2 \cdot \left[ \frac{18,976}{230^2} + \frac{19,59}{100 \cdot 40} \right] = 0,728 \text{ Ом}.$$

Расчет напряжения короткого замыкания стороны 110 кВ автотрансформатора в максимальном и минимальном режиме работы представлен далее:

$$U_{\text{К.МИН}} = 0,5 \cdot (U_{\text{к.вс. min}} + U_{\text{к.сн. min}} - U_{\text{к.сн. ср.}}) \quad (6.9)$$

$$U_{K.MIN} = 0,5 \cdot (9,52 + 17,04 - 6,5) = 10,03\%$$

$$U_{K.MIN} = 0,5 \cdot (U_{K.вс. max} + U_{K.сн. max} - U_{K.сн. ср.}) \quad (6.10)$$

$$U_{K.MIN} = 0,5 \cdot (11,56 + 19,29 - 6,5) = 12,175\%$$

Сопротивления короткого замыкания стороны 110 кВ в максимальном и минимальном режиме определяются аналогично стороне 10 кВ по формулам (6.1, 6.2):

$$X_{НС.MIN} = \frac{115^2}{230} \cdot \left[ \frac{5,864}{230 \cdot (-0,16)} + \frac{230 \cdot (1 - 0,16) \cdot 10,03}{100 \cdot 40} \right] = 4,082 \text{ Ом};$$

$$X_{НС.MAX} = 115^2 \cdot \left[ \frac{18,976}{230^2} + \frac{12,175}{100 \cdot 40} \right] = 6,283 \text{ Ом}.$$

Произведем расчет трехфазного тока короткого замыкания, в максимальном и минимальном режиме, на стороне низкого напряжения по формулам (6.3, 6.4):

$$I_{K.НН1.MAX}^{(3)} = \frac{U_{НН1}}{\sqrt{3} \cdot X_{НН1.MIN}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,651} = 19,374 \text{ кА};$$

$$I_{K.НН1.MIN}^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot X_{НН1.MAX}} = 4,475 \text{ кА}.$$

Для наглядности представления расчеты сведены в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Результаты расчетов

Полученные значения	Шины 110 кВ		Шины 10 кВ		Шины 220 кВ
	1 секция	2 секция	1 секция	2 секция	
$I_{к3.max}$ , кА	23,457	23,457	5,374	5,374	21,457
$I_{к3.min}$ , кА	31,485	31,485	2,435	2,435	10,765
$X_{i.max}$ , Ом	0,351	0,351	4,082	4,082	3,175
$X_{i.min}$ , Ом	0,67	0,67	0,67	0,67	8,067

Для произведения выбора оборудования необходимо рассчитать ударный ток короткого замыкания. Расчет данного тока и сравнение с паспортными данными оборудования позволит оценить электродинамическую стойкость оборудования. Расчет производится по следующей формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)} \quad (6.11)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент.

$$K_y = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

где  $T_a = 0,02$  с /  $0,01$  с (110 кВ/ 10 кВ) - время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1.HH.MIN}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 15,435 = 34,577 \text{ кА}$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2.HH.MAKC}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 15,374 = 37,403 \text{ кА}$$

## 7 Методика выбора и проверки нового оборудования 110 кВ подстанции 220/110/10 кВ "Саратовская"

При выборе нового оборудования на подстанции необходимо провести проверку по нескольким параметрам на соответствие характеристик оборудования параметрам сети.

Номинальное напряжение оборудования  $U_n$ , кВ, должно быть не ниже напряжения сети  $U_c$ , кВ, что регламентируется следующим неравенством:

$$U_c \leq U_n \quad (7.1)$$

Ток номинального режима  $I_n$ , А, должен быть не ниже наибольшего рабочего тока  $I_{\text{макс.р}}$ , А, согласно неравенству:

$$I_{\text{макс.р}} \leq I_n \quad (7.2)$$

Для высоковольтных выключателей номинальный ток отключения короткого замыкания  $I_{\text{откл.н}}$ , кА, должен быть не ниже наибольшего тока короткого замыкания  $I_k$ , кА, согласно неравенству:

$$I_k \leq I_{\text{откл.н}} \quad (7.3)$$

Промежуток времени  $\tau$ , с, от начала короткого замыкания до начала размыкания контактов выключателей при известном собственном времени отключения выключателей  $t_{\text{соб.откл.}}$ , с, и времени срабатывания релейной защиты  $t_{\text{рел.защ}}=0,4$  с, рассчитывается по формуле:

$$\tau = t_{\text{рел.защ}} + t_{\text{соб.откл}} \quad (7.4)$$

Зная время  $\tau$ , с, возможно определить коэффициент апериодической слагающей короткозамкнутого тока  $\beta$ .

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания  $i_{к.ап}$ , кА, рассчитывается по формуле:

$$i_{к.ап}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{к.макс}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (7.5)$$

Паспортная несинусоидальную составляющая,  $i_{пас.ап}$ , кА, тока короткого замыкания для проверки выключателя рассчитывается по формуле:

$$i_{пас.ап} = \left( \sqrt{2} \cdot \beta / 100 \right) \cdot I_{откл.н} \quad (7.6)$$

Если  $i_{к.ап} > i_{пас.ап}$ , то для выбора выключателя должно выполняться неравенство:

$$\sqrt{2} \cdot I_{к} + i_{пас.ап} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot \left( 1 + \beta / 100 \right) \quad (7.7)$$

Все оборудование должно соответствовать условию электродинамической устойчивости, при известном паспортном периодическом  $I_{эд.ст}$ , кА, и пиковом  $i_{эд.ст}$ , кА, токе электродинамической стойкости согласно выражению:

$$I_{к/макс} \leq I_{эд.ст} \quad (7.8)$$

$$i_y \leq i_{эд.ст} \quad (7.9)$$

Время полного отключения тока короткого замыкания  $t_{п.откл.к}$ , с, при полном времени отключения  $t_{п.в.о}$ , с, рассчитывается по формуле:

$$t_{п.откл.к} = t_{рел.защ} + t_{п.в.о} \quad (7.10)$$

Интеграл Джоуля  $W$ ,  $кА^2 \cdot с$ , при протекании тока короткого замыкания через токоведущие части оборудования, и допустимый интеграл Джоуля  $W_{д.тепл}$ ,  $кА^2 \cdot с$ , при токе термической стойкости  $I_t$ ,  $кА$ , равны соответственно:

$$W = I_{к.макс}^{(3)2} \cdot (t_{п.откл.к} + T_a) \quad (7.11)$$

$$W_{д.тепл} = I_t^2 \cdot t_{п.откл.к} \quad (7.12)$$

При выборе оборудования должно соблюдаться условие:

$$W \leq W_{д.тепл} \quad (7.13)$$

### **7.1 Выбор и анализ высоковольтного оборудования подстанции 220/110/10 кВ "Саратовская"**

В рамках проведения реконструкции решено произвести замену существующих выключателей 110 кВ на выключатели 110 кВ с элегазовой изоляцией с высоким значением номинального тока отключения.

Для экономии места и простоты монтажа решено установить элегазовые выключатели колонкового типа. Выбраны выключатели марки ВГТ-110 кВ [19] производства компании ОАО "Уралэлектротяжмаш". Согласно методике представленной в пункте 7 произведена проверка выключателей на соответствие параметрам сети (таблица 7.1)

Таблица 7.1 - Результаты проверки выключателей ВГТ-110 кВ

Расчетный параметр	Значение для выключателя / Значение для сети
$U_n, \text{кВ} / U_c, \text{кВ}$	110 / 110
$I_n, \text{А} / I_{\text{макс.р}}, \text{А},$	2000 / 398
$I_{\text{откл.н}}, \text{кА} / I_k, \text{кА},$	40 / 19,374
$i_{\text{пас.ап}}, \text{кА}, / i_{k.\text{ап}}, \text{кА}$	5,7 / 30
$\sqrt{2} \cdot I_k + i_{\text{пас.ап}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} \cdot \left(1 + \beta/100\right)$	62 < 63
$W_{\text{д.тепл}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} / \text{В}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	712 / 255
$t_{\text{соб.откл.}}, \text{с}$	0,025
$\tau, \text{с},$	0,425
$B, \%$	15
$t_{\text{п.откл.к}}, \text{с},$	0,445
$I_t, \text{кА}$	40
$I_{\text{эд.ст}}, \text{кА} / I_{\text{макс.р}}, \text{кА}$	40 / 15,435
$i_{\text{эд.ст}}, / i_y, \text{кА}$	102 / 31,485

Произведен выбор и проверка на соответствие требованиям сети и вторичных нагрузок трансформаторов тока 110 кВ ТГФМ-110-УХЛ1 [27]. Номинальное напряжение трансформаторов тока равно 110 кВ, что соответствует параметрам сети, согласно неравенству (7.1). Номинальный ток вторичной обмотки  $I_{n2} = 5 \text{ А}$ . Трансформатор тока в качестве основной изоляции содержит элегаз согласно требованиям [18].

Номинальный ток первично обмотки равен  $I_{n1} = 300 \text{ А}$ , наибольший рабочий ток сети, где установлен трансформатор тока равен  $I_{\text{м.р}} = 80,3 \text{ А}$ , что соответствует требованиям сети согласно неравенству (7.2):

$$80,3 < 300 \text{ А}$$

Максимально выдерживаемый тепловой импульс (Интеграл Джоуля)  $W_{д.тепл}$ ,  $кА^2 \cdot с$ , для трансформатора тока рассчитан согласно формуле:

$$W_{д.тепл} = K_{терм}^2 \cdot I_{н.р}^2 \cdot t_{терм. ст} \quad (7.14)$$

где  $K_{терм}=12$  - тепловой коэффициент трансформатора тока;

$$W_{д.тепл} = 12^2 \cdot 0,3^2 \cdot 3 = 38,88 \text{ кА}^2 \cdot с,$$

Тепловой импульс сети  $W$ ,  $кА^2 \cdot с$ , рассчитан согласно формуле (7.12):

$$W = 5^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot с.$$

Ударный ток в месте установки трансформатора тока равен  $i_y = 31,9$  кА, ток электродинамической стойкости равен  $I_{эд.ст} = 82$  кА. Трансформатор тока стоек к электродинамическому воздействию токов короткого замыкания.

Ко вторичной обмотке подключены измерительный прибор - цифровой амперметр типа СА3020 [28] с возможностью передачи информации по каналу связи RS485. Мощность потребления прибора при подключении ко вторичной обмотке трансформатора тока равна  $S = 0,1$  ВА.

Допустимое сопротивление нагрузки, подключаемой ко вторичной обмотке равно  $Z_{доп.н} = 1,2$  Ом.

Внутреннее сопротивление амперметра  $r_{амп}$ , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$r_{амп} = \frac{S}{I_{н2}^2} \quad (7.15)$$

$$r_{\text{амп}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Требуемое максимальное сопротивление проводников вторичных цепей  $Z_{\text{т.пров}}$ , Ом, при известном переходном сопротивлении контактов  $Z_{\text{пер.к}} = 0,1$  Ом, рассчитано согласно формуле:

$$r_{\text{т.пров}} = r_{\text{доп.н}} - r_{\text{амп}} - r_{\text{пер.к}} \quad (7.16)$$

$$r_{\text{т.пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

Для подключения амперметра к трансформатору тока использован провод марки АПВ [24] внутри изолирующих трубок для прокладки на открытом воздухе. Рассчитано минимальное сечение провода  $S_{\text{мин.пр}}$ , мм<sup>2</sup>, согласно подключаемой нагрузке по формуле:

$$S_{\text{мин.пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{треб}}}{r_{\text{т.пров}}} \quad (7.17)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление алюминиевого проводника, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{\text{треб}}$  - длина проводников для подключения приборов вторичных цепей, Ом;

$$S_{\text{мин.пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{1,096} \approx 1 \text{ мм}^2.$$

Выбран провод марки АПВ 1x1,5 мм<sup>2</sup>.

Произведен выбор ограничителя перенапряжения на напряжение 110 кВ для защиты коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока

и напряжения, изоляторов от возникновения пробоев изоляции и ее перекрытий при воздействии грозových перенапряжений, перенапряжений при возникновении переходных процессов при работе коммутационных аппаратов.

Выбор произведен согласно [15]. Выбран ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-110/73/10/2УХЛ1 [23] производства компании ЗАО "ЗЭТО". Параметры ОПН следующие: класс напряжения 110 кВ, номинальное напряжение 102 кВ, разрядный ток равен 10 кА. Остающееся напряжение ОПН при форме импульса 30/60 представлены в таблице 7.2, при импульсе тока формой 8/20 - в таблице 7.3.

Таблица 7.2 - Остающееся напряжение ОПН при форме импульса 30/60

Амплитуда тока, А	250	500	1000
Наибольшее напряжение, кВ	176	180	187

Таблица 7.3 - Остающееся напряжение ОПН при форме импульса 8/20

Амплитуда тока, А	500	5000	10000	20000
Наибольшее напряжение, кВ	180	215	230	252

Параметры ограничителя перенапряжения удовлетворяют параметрам сети. Следовательно, его можно использовать для защиты оборудования на подстанции.

## **8 Определение уставок релейной защиты в ячейках открытого распределительного устройства 110 кВ**

### **8.1 Общие сведения**

Все высоковольтные выключатели 110 кВ управляются от автоматизированной системы управления технологическим процессом. Если выполнено отключение системы управления технологическим процессом (по причине аварии), то выключатели 110 кВ должны управляться от щита управления, расположенного в оперативном пульте управления.

В составе защиты и автоматики на открытом распределительном устройстве необходимо обеспечить следующие функции: автоматика управления выключателями; автоматическое повторное включение трехфазное, устройство резервного отключения выключателя.

Автоматика управления выключателями должна обеспечить включение одновременно трех фаз при срабатывании выключателя. В схемах вторичных цепей выключателей 110 кВ необходимо организовать блокировку от повторного включения выключателя при его включении в аварийном режиме на ток короткого замыкания. Система автоматики управления выключателем (АУВ) должна обеспечить трехфазное отключение выключателя 110 кВ посредством отдачи команды на отключение соответствующим электромагнитам отключения от АСУ ТП.

На протяжении времени отключения необходимо обеспечить подхват цепи, воздействующей на отключающие электромагниты высоковольтного выключателя 110 кВ. По завершении действия отключения выключателей 110 кВ необходимо осуществить разрыв цепи, по которой подается команда на отключение выключателей. Включенное состояние выключателей 110 кВ должно фиксироваться. Снятие данной фиксации происходит в момент начала отключения выключателя при поступлении соответствующей команды.

Необходимо обеспечить защиту электромагнитов включения и отключения от длительного протекания токов (при протекании тока в катушках электромагнитов более 1,5 секунды необходимо, чтобы система релейной защиты и автоматики подала сигнал в устройств управления приводами выключателей на отключение электромагнитов).

Система автоматики управления выключателем предусматривает постоянный надзор и диагностику цепей управления группами электромагнитов отключения в момент, когда выключатель находится во включенном состоянии. Также система предусматривает контроль цепей управления электромагнитами включения в состоянии, когда высоковольтный выключатель отключен. Если произошел обрыв данных цепей, либо произошло отключение от источника оперативного тока, то система производит формирование сигнала о неисправности.

При снижении давления элегаза в высоковольтном выключателе, при возникновении неисправности в цепях системы обогрева выключателя, автоматика управления выключателем формирует сигнал неисправности. При возникновении данных типов неисправностей происходит формирование сигнала на блокировку действий включения и отключения.

Если подстанция запитана от двух источников (имеет двухстороннее питание) и выключатели установлены на питающих линиях, а также на стороне вводов низкого и среднего напряжения силовых трансформаторов, то в системы трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) необходимо предусмотреть следующие функции: однократное действие при аварийном режиме, высоковольтный выключатель должен включаться только при полной готовности к срабатыванию его привода и исправной системе обогрева, номинальном давлении элегаза; устройства АПВ должны иметь выдержку времени; должна происходить блокировка на работу выключателя при неисправном либо неготовым к срабатыванию приводом; необходимо предусмотреть блокировку привода при подаче данной команды с внешних устройств защиты.

При подключении высоковольтного выключателя в ячейках питающих линий на подстанциях с двухсторонним питанием устройство автоматического выключения выключателя должно подавать сигнал на включение в следующих условиях:

а) если на шинах подстанции напряжение симметричное, а на подходящих к подстанции питающих линиях напряжение равно 0;

б) если на шинах подстанции напряжение равно 0, а на подходящих к подстанции питающих линиях напряжение присутствует;

в) если на питающих подстанцию линиях и на сборной шине 110 кВ напряжения равны по модулю, и угол между напряжениями стремится к нулю (то есть данные напряжения синхронны);

г) также возможно включение выключателей 110 кВ без контроля синхронизма.

Если высоковольтные выключатели 110 кВ установлены в ячейках низкого и среднего напряжения силовых трансформаторов, то их включение возможно при соблюдении следующих условий:

а) необходимо контролировать значение модуля и угла напряжения на стороне, где данный выключатель установлен, и на стороне другого напряжения, то есть необходимо обеспечить синхронизм данных напряжений;

б) при напряжении на шинах, где установлены выключатели, равном 0;

в) также выключатели должны обеспечить возможность включения без контролирования напряжений (слепое включение).

Секционные выключатели на стороне 220 кВ и шиносоединительные выключатели на стороне 110 кВ должны иметь следующие функции:

а) однократное включение, несмотря на тип режима (аварийный, нормальный, послеаварийный);

б) необходимо проконтролировать готовность привода, давление элегаза, исправность в цепях обогрева выключателя;

в) возможность блокировки работы выключателя при поступлении команды с внешних устройств;

г) при исправно состоянии выключателя и готовности его привода к работе обеспечить срабатывание выключателя;

д) необходимо обеспечить возможность автоматического повторного включения при работе по следующим алгоритмам:

1) автоматическое повторное включение, если присутствуют напряжения двух системах шин одновременно;

2) перед включением необходимо проконтролировать наличия синхронности напряжений на системах шин;

3) включение возможно при отсутствии напряжения на одной из сборных шин;

4) необходимо предусмотреть возможность слепого включения, без контроля синхронизма.

Функция АПВ должна иметь блокировку при от внешних устройств, и возможность снятия блокировки при работе следующих типов защит и автоматики:

а) работе действии устройства резервирования отказа выключателя;

б) во время работы дифференциальной защиты шин (ДЗШ).

Устройство АПВ перед пуском должно иметь функцию автоматической проверки исправности выключателя. Данная функция должна отправлять сигнал на отключение выключателя также при поступлении сигналов:

а) при поступлении внешнего сигнала от устройств релейной защиты и автоматики;

б) при работе ДЗШ.

При протекании тока по первичным цепям выключателя и срабатывании РЗА система УРОВ подает сигналы:

а) в ДЗШ для снятия напряжения (отключения) шин;

б) для остановки действия высокочастотной РЗ для работы на отключение смежного высоковольтного выключателя;

в) блокировка действия ТАПВ;

г) на высокочастотную токовую отсечку на отключение высоковольтного выключателя вначале линии (на питающей подстанции) и одновременной блокировки АПВ;

УРОВ трансформатора № 1 и № 2 для отключения соседних выключателей с блокировкой АПВ должны быть:

а) в ДЗШ для снятия напряжения со сборных шин на стороне установки выключателя;

б) с возможностью отключения высоковольтных выключателей со стороны низкого напряжения.

Для осуществления защиты шин 110 кВ предусмотрен один комплект ДЗШ с торможением. Параметры и требования к защите шин 110 кВ:

а) защита должна срабатывать при трехфазном, однофазном на землю, двухфазном и двухфазном на землю коротких замыканиях;

б) дифференциальная защита должна иметь функцию автоматического выравнивания коэффициентов трансформации.

Диапазон уставок ДЗШ возможно менять от 0,41 до 1,23 от номинального тока ячейки присоединения.

Дифференциальная защита имеет блокировку от срабатывания при внешних коротких замыканиях, при токах коротких замыканий со значениями до 38 номинальных токов присоединений с наибольшими несинусоидальными составляющими токов коротких замыкания и постоянной времени затухания токов до 0,29 секунд и с погрешностью трансформаторов тока  $\varepsilon < 32\%$ . ДЗШ срабатывает за время не более 0,035 секунд при протекании двойного тока срабатывания. Присутствует функция автоматического изменения чувствительности.

В состав функций ДЗШ входит постоянный контроль цепей оперативного тока, питающих терминалы данной защиты.

Все вышеперечисленные функции реализованы в терминалах "Сириус" [25].

## 8.2 Определение уставок максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита выполняет функции защиты линии, но также и осуществляет резерв дальний. Уставка защиты рассчитывается по следующим условиям:

- а) защита не должна действовать при перегрузках;
- б) необходимо произвести отстройку смежных ступеней защит;
- в) необходимо обеспечить достаточную чувствительность защиты.

Уставка защиты  $I_{с.з.}$ , А, (ток срабатывания) рассчитывается согласно формуле:

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{сп} \cdot I_{РАБ.МАХ} \quad (8.1)$$

где  $K_H$  - коэффициент отстройки (надежности) принимается равным 1,1...1,2;

$K_B$  - коэффициент возврата;

$K_{сп}$  - коэффициент, учитывающий самозапуск электродвигателей при восстановлении питания;

$I_{раб.мах}$  - наибольший рабочий ток линии, А.

Так как МТЗ работает по ступенчатому принципу необходимо произвести согласование защит ступеней, ток уставки  $I_{сз.п.}$ , А, последующей ступени при ее согласовании с предыдущей ступенью, рассчитывается по формуле:

$$I_{сз.п.} \geq K_{нс} \cdot \left( I_{сз.пред.} + \sum I_{макс} \right) \quad (8.2)$$

где  $K_{нс}$  - коэффициент отстройки для согласованной ступени защиты;

$I_{сз.пред.}$  - уставка предыдущей защиты, А;

$I_{\text{макс}}$  - максимальный рабочий ток элементов ступеней до рассматриваемой, А.

Для срабатывания реле необходимо определить уставку  $I_{\text{ср}}$ , А, (ток срабатывания реле) согласно формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{С.З}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{Т}}} \quad (8.3)$$

где  $K_{\text{сх}}$  - коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока, для схемы звезда равен 1, для схемы треугольника -  $\sqrt{3}$ ;

$K_{\text{Т}}$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент чувствительности при выполнении функций основной защиты (на непосредственном защищаемом участке линии)  $K_{\text{ч.осн}}$  и коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч.рез}}$  при работе защиты в качестве резервной для последующей ступени от источника питания, рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{ч.осн}} = 0,87 \cdot \frac{I_{\text{кз.мин1}}}{I_{\text{сз}}} \quad (8.4)$$

$$K_{\text{ч.рез}} = 0,87 \cdot \frac{I_{\text{кз.мин2}}}{I_{\text{сз}}} \quad (8.5)$$

где  $I_{\text{кз.мин1}}$  и  $I_{\text{кз.мин2}}$  - токи в конце основного и защищаемого участка, А.

Время срабатывания защиты  $t_{\text{сз.послед}}$ , А, выбирается по ступенчатому принципу при известном значении для предыдущей ступени  $t_{\text{сз.пред}}$ , А, и шагом  $\Delta t = 0,2$  с согласно формуле:

$$t_{сз.послед} = t_{сз.пред} + \Delta t \quad (8.6)$$

Первая ступень многоступенчатой защиты - токовая отсечка (ТО). Она служит для быстрого отключения аварийного участка без выдержки времени. Уставка токовой отсечки  $I_{сз.то}$ , А, рассчитывается согласно формуле:

$$I_{сз.то} = K_{о.то} \cdot I_{к.м} \quad (8.7)$$

где  $K_{о.то} = 1,1 \dots 1,2$  коэффициент отстройки;

$I_{к.м}$  - наибольший трехфазный ток короткого замыкания в конце объекта защиты, кА.

Для срабатывания реле необходимо определить уставку  $I_{ср.то}$ , А, (ток срабатывания реле) согласно формуле:

$$I_{ср.то} = \frac{I_{сз.то} \cdot K_{сх}}{K_T} \quad (8.8)$$

Коэффициент чувствительности  $K_{ч.то}$  для ТО равен:

$$K_{ч.то} = 0,87 \cdot \frac{I_{кз.мин1}}{I_{сз}} \quad (8.9)$$

Рассчитанный коэффициент должен быть больше или равен 1,5 [16].

Для того, чтобы обеспечить селективную работы последующей ступени ( $I_{сз.то.послед}$ , А) и предыдущих ступеней ТО ( $I_{сз.то.пред}$ , А) необходимо выполнить условие:

$$I_{\text{сз.то.послед}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{сз.то.пред}} \quad (8.10)$$

Уставка защиты от перегрузки  $I_{\text{сз.з}}$ , А, рассчитывается согласно формуле:

$$I_{\text{сз.з}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАХ}} \quad (8.11)$$

Емкостной ток  $I_{\text{с}}$ , А, в сети с изолированной нейтралью рассчитывается согласно формуле:

$$I_{\text{с}} = m_{\text{каб}} \cdot I_{\text{каб}} \cdot I_{0\text{с}} \quad (8.12)$$

где  $m_{\text{каб}}$  - количество кабелей, шт;

$I_{\text{каб}}$  - длина кабелей, км;

$I_{0\text{с}}$  - емкостный ток в сети с изолированной нейтралью.

Уставка срабатывания защиты от замыкания на землю  $I_{\text{сз.с}}$ , А, в сети с изолированной нейтралью рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{сз.с}} = k_0 \cdot k_{\text{бр.с}} \cdot I_{\text{с}} \quad (8.13)$$

где  $k_0=1,2$ ;

$k_0$  - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания.

Согласно представленной методике произведен расчет уставок токовой отсечки и максимальной токовой защиты для ячейки 110 кВ. Исходные данные:  $I_{\text{кз.макс1}} = 12213$  А;  $I_{\text{кз.макс2}} = 7359$  А;  $I_{\text{кз.мин1}} = 8368$  А;  $I_{\text{кз.мин1}} = 5886$  А. Уставка токовой отсечки рассчитана по формуле (8.7):

$$I_{\text{сз.то}} = 1,1 \cdot 7359 = 8096 \text{ А}$$

Уставка  $I_{\text{ср.то}}$ , А, рассчитана согласно формуле (8.8):

$$I_{\text{ср.то}} = \frac{8096 \cdot 1}{50} = 161,92 \text{ А}$$

Уставка, вводимая в микропроцессорную защиту  $I_{\text{ср.то}} = 162 \text{ А}$ .  
Скорректированная уставка по первичной стороне а  $I_{\text{сз.то}}$ . А, рассчитана по формуле:

$$I_{\text{сз.то}} = K_T \cdot I_{\text{ср}} \quad (8.14)$$

$$I_{\text{сз.то}} = 50 \cdot 162 = 8100 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч.то}}$  рассчитан согласно формуле (8.9):

$$K_{\text{ч.то}} = 0,87 \cdot \frac{8368}{8100} = 0,9 \leq 1,5$$

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч.то}}$  при симметричном коротком замыкании рассчитан по формуле:

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{I_{\text{кз.мин1}}}{I_{\text{сз}}} \quad (8.15)$$

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{8368}{8100} = 1,03 \leq 1,5$$

Уставки токовой отсечки не соответствуют минимальным значениям, поэтому вводятся в терминалы не будут. Выберем уставки для максимальной токовой защиты  $I_{сз.мтз}$ , А, согласно формуле (8.1):

$$I_{сз.мтз} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 245,95 = 507,27 \text{ А}$$

Уставку  $I_{ср.мтз}$ , А, рассчитали по формуле (8.3):

$$I_{ср.мтз} = \frac{507,27 \cdot 1}{50} = 10,15 \text{ А}$$

Принятое значение  $I_{ср.мтз} = 10,2 \text{ А}$ . Скорректированная уставка по первичной стороне а  $I_{сз.мтз}$ , А, рассчитана по формуле (8.14):

$$I_{сз.то} = 50 \cdot 10,2 = 510 \text{ А}$$

Коэффициенты чувствительности  $K_{ч.осн}$ ,  $K_{ч.рез}$  рассчитаны согласно формулам (8.4) и (8.5):

$$K_{ч.осн.мтз} = 0,87 \cdot \frac{8368}{510} = 14,28 \geq 1,5;$$

$$K_{ч.рез.мтз} = 0,87 \cdot \frac{5886}{510} = 10,04 \geq 1,2.$$

Условие чувствительности выполнено. Время срабатывания защиты равно  $t_{сз.мтз} = 0,4 \text{ с}$ . Уставка защиты от перегрузки  $I_{сз.пер}$ , А, рассчитывается согласно формуле (8.11):

$$I_{\text{сз.пер}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 245,95 = 281,82 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле  $I_{\text{ср.пер}}$ , А, рассчитано по формуле (8.8):

$$I_{\text{ср.пер}} = \frac{281,82 \cdot 1}{50} = 5,64 \text{ А}$$

Принятое значение 5,7 А. Скорректированная уставка по первичной стороне а  $I_{\text{сз.пер}}$ , А, рассчитана по формуле (8.14):

$$I_{\text{сз.пер}} = 50 \cdot 5,7 = 285 \text{ А}$$

Принято  $t_{\text{сз.пер}} = 30 \text{ с}$ , с действием на отключение. Далее произведен расчет уставок защиты от однофазного замыкания в сети с изолированной нейтралью. Длина  $l_{\text{каб}} = 3,039 \text{ км}$ . Емкостной ток  $I_{\text{с}}$ , А, в сети с изолированной нейтралью рассчитывается согласно формуле (8.12):

$$I_{\text{с}} = 1 \cdot 3,039 \cdot 1,6 = 4,86 \text{ А}$$

Уставки в момент времени 0 и 4 с,  $I_{\text{сз.с}}$ , А, рассчитана согласно формуле (8.13), ток срабатывания реле  $I_{\text{ср.с}}$ , А, по формуле (8.8) соответственно:

$$I_{\text{сз.с0}} = 12,4 \cdot 4,86 = 23,33 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср.с0}} = \frac{23,33 \cdot 1}{50} = 0,46 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз.с4}} = 12,15 \cdot 4,86 = 8,75 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср.с0}} = \frac{8,75 \cdot 1}{50} = 0,175 \text{ А.}$$

Если произошла неисправность в выключатели, то устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) отключит ближайший к источнику ЭДС выключатель. УРОВ имеет выдержку времени, в случае штатной работы высоковольтного выключателя на отключение. Выдержка времени равна 0,15-0,3 с. Ток срабатывания  $I_{\text{сз.уров}}$ , А, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{сз.уров}} = 0,9 \cdot I_{\text{сз.МТЗ}} \quad (8.16)$$

$$I_{\text{сз.уров}} = 0,9 \cdot 510 = 459 \text{ А}$$

$I_{\text{ср.уров}}$ , А, рассчитан по формуле (8.8):

$$I_{\text{ср.уров}} = \frac{459 \cdot 1}{50} = 9,2 \text{ А}$$

Для остальных присоединений расчет выполнен аналогично (таблица 8.1).

Таблица 8.1 - Уставки защит отходящих линий 110 кВ

Уставки		$I_{\text{к.макс}}$ , А	$I_{\text{небал}}$ , А	$I_{\text{сз}}$ , А	$I_{\text{ср}}$ , А	$K_{\text{ч}}$	$t_{\text{сз}}$ , с
Секции шин	Первая	12213	1221,3	14,5698	5,9	5	0,19
	Вторая	13656	1365,6	1641,9	6,2	4,39	0,18

### 8.3 Расчет уставок выключателей секционных и вводных 10 кВ

В качестве защит устанавливаемых на секционных и вводных выключателях являются МТЗ и защита от перегрузки. Максимальная токовая

защита секционного и вводного выключателя в качестве основного объекта защиты предусматривает сборные шины, однако, также выполняется резервирование отходящих присоединений. Если к шинам подстанции подключены электродвигатели с напряжением выше 1 кВ, то необходимо учитывать токи, возникающие при одиночном или групповом запуске двигателей. Если в состав релейной защиты и автоматики обеспечивающими групповой или одиночный пуск двигателей, то максимальный ток следует брать при учете запуска одного двигателя при наибольшей подключенной нагрузке:

$$k_{сзп} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot (R_{\text{н.мин}} + X_{\text{эк}})} \quad (8.17)$$

где  $k_{сзп}$  - учитывает самозапуск двигателей;

$U_{\text{нн}}$  - напряжение на стороне НН трансформатора, кВ;

$X_{\text{н.мин}}$  - минимальное сопротивление источника, Ом, приведено к стороне НН.

Уставка МТЗ для вводного высоковольтного выключателя больше, чем у секционного. Уставка секционного больше линейного. Произведен расчет для секционного выключателя. Максимальный рабочий ток секционника 10 кВ  $I_{\text{раб.макс.сек}}$ , А, рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{раб.макс}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (8.18)$$

где  $S_{\text{н.т}} = 63000$  кВА - мощность силового трансформатора;

$U_{\text{н}}$  - номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\text{раб.маx}} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,8 \text{ A}$$

Выключатели оснащены устройством автоматического ввода резерва. Результирующее сопротивление потребителей  $X_{\text{нагр.рез}}$ , Ом, рассчитано по формуле:

$$X_{\text{нагр.рез}} = \frac{U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{н}} - S_{\text{дв}}} \quad (8.19)$$

где  $S_{\text{н}}$  - мощность двигателей, кВА;

$S_{\text{дв}}$  - мощность двигателей, кВА.

$$X_{\text{нагр.рез}} = \frac{10,5^2}{20000 \cdot 0,7 - 5698} = 13,27 \text{ Ом}$$

Сопротивление  $X_{\text{эк}}$ , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$X_{\text{эк}} = \frac{X_{\text{д}}'' \cdot k \cdot X_{\text{нагр.рез}}}{X_{\text{д}}'' \cdot k + X_{\text{нагр.рез}}} \quad (8.20)$$

где  $X_{\text{д}}''$  - сверхпереходное сопротивление в момент пуска, Ом;

$k = 0,9$ .

$$X_{\text{эк}} = \frac{2,27 \cdot 0,9 \cdot 13,27}{2,27 \cdot 0,9 + 13,27} = 1,91 \text{ Ом.}$$

Наименьшее сопротивление питания  $X_{\text{н.мин}} = 0,728 \text{ Ом}$ . Произведен расчет уставок МТЗ. Уставка  $I_{\text{сз.МТЗ}}$ , А, рассчитана согласно формуле:

$$I_{сз.мтз} \geq \frac{K_{о.мтз}}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.мах} \quad (8.21)$$

$$I_{сз.мтз} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,985 \cdot 796,8 = 2632,96 \text{ А}$$

Уставка последующей ступени  $I_{сз.п}$ , А, рассчитана по формуле (8.2):

$$I_{сз.п} = 1,1 \cdot (0,10 + 1623) = 2896,3 \text{ А}$$

Дальнейший расчет производится для уставки 2896,3 А. Ток срабатывания реле  $I_{ср.мтз}$  рассчитан по формуле (8.8):

$$I_{ср.мтз} = \frac{2896,3 \cdot 1}{160} = 18,1 \text{ А}$$

Принятое значение  $I_{ср.мтз} = 18,1 \text{ А}$ . Скорректированная уставка по первичной стороне а  $I_{сз.мтз}$ , А, рассчитана по формуле (8.14):

$$I_{сз.то} = 160 \cdot 18,1 = 2896 \text{ А}$$

Коэффициенты чувствительности  $K_{ч.осн}$ ,  $K_{ч.рез}$  рассчитаны согласно формулам (8.4) и (8.5):

$$K_{ч.осн.мтз} = 0,87 \cdot \frac{8368}{2896} = 2,51 \geq 1,5;$$

$$K_{ч.рез.мтз} = 0,87 \cdot \frac{4678}{2896} = 1,41 \geq 1,2.$$

Уставка по времени равна 0,6 с. Действие на отключение. Рассчитаны уставки от токов перегрузки.  $I_{сз.пер}$ , А, и  $I_{ср.пер}$ , А, определены по формуле (8.11):

$$I_{сз.пер} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 769,8 = 882,1 \text{ А}$$

$$I_{ср.пер} = \frac{882,1 \cdot 1}{160} = 5,51 \text{ А}$$

Принятое значение 5,6 А. Скорректированная уставка по первичной стороне а  $I_{сз.пер}$  А, рассчитана по формуле (8.14):

$$I_{сз.пер} = 160 \cdot 5,6 = 896 \text{ А.}$$

Уставка по времени равна 60 с. Действие на отключение. Произведен расчет уставок защит на вводных выключателях. Защиты устанавливаемые на вводных выключателях имеют уставки  $I_{раб.мах}$ , А, рассчитанные согласно формуле:

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \quad (8.22)$$

$$I_{раб.мах} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539,6 \text{ А}$$

Результирующее сопротивление нагрузки  $X_{нагр.рез}$ , Ом, рассчитано согласно формуле:

$$X_{нагр.рез} = \frac{U_{н}^2}{S_{н} - S_{дв}} \cdot 1000 \quad (8.23)$$

$$X_{\text{нагр.рез}} = \frac{10,5^2}{20000 - 5698} \cdot 1000 = 7,71 \text{ Ом.}$$

Коэффициент, учитывающий самозапуск двигателей при восстановлении питания  $K_{\text{сзп}}$  рассчитан по формуле:

$$K_{\text{сзп}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot (K_{\text{н.мин}} + X_{\text{эк}}) \cdot I_{\text{раю.мах}}} \quad (8.24)$$

$$K_{\text{сзп}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot (0,728 + 1,71) \cdot 1539,6} = 2,26$$

Уставка  $I_{\text{сз.мтз}}$ , А, рассчитана согласно формуле (8.21):

$$I_{\text{сз.мтз}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,26 \cdot 1539,6 = 3986,92 \text{ А.}$$

Уставка последующей ступени  $I_{\text{сз.п}}$ , А, рассчитана по формуле (8.2):

$$I_{\text{сз.п}} = 1,1 \cdot (3986 + 1075) = 4369,1 \text{ А}$$

Значение уставки защиты  $I_{\text{ср.мтз}}$  определено по формуле (8.8):

$$I_{\text{ср.мтз}} = \frac{4369,1 \cdot 1}{240} = 18,2 \text{ А}$$

Действие на отключение. Скорректированная уставка  $I_{\text{сз.мтз}}$ , А, вычислена по (8.14):

$$I_{сз.мтз} = 240 \cdot 18,2 = 4368 \text{ А}$$

Значения  $K_{ч.осн}$ ,  $K_{ч.рез}$  определены по формулам (8.4) и (8.5):

$$K_{ч.осн.мтз} = 0,87 \cdot \frac{8368}{4368} = 1,67 \geq 1,5;$$

$$K_{ч.рез.мтз} = 0,87 \cdot \frac{4678}{4368} = 0,93 \leq 1,2.$$

Второе условие не выполнено. Дальнее резервирование не установлено. Уставка реле времени принята 0,8 с. Далее произведен расчет для защиты от перегрузки. Ток срабатывания  $I_{ср.пер}$ , А, защиты и реле  $I_{ср.пер}$  определен по формуле (8.11) и (8.8):

$$I_{сз.пер} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1539,6 = 1374,6 \text{ А};$$

$$I_{ср.пер} = \frac{1374,6 \cdot 1}{240} = 5,73 \text{ А}.$$

Принята уставка защиты 5,7 А с действием на сигнал. Скорректированная уставка по первичной стороне а  $I_{сз.пер}$  А, рассчитана по формуле (8.14):

$$I_{сз.пер} = 240 \cdot 5,7 = 1392 \text{ А}$$

Уставка по времени 60 с. Действие на сигнал.

#### 8.4 Расчет уставок ДЗШ 110 кВ

Ток короткого замыкания при аварии на первой секции 110 кВ  $I_{кз.макс} = 8,145$  кА, ток нагрузки  $I_{нагр} = 2230$  А. Ток небаланса, протекающий в реле  $I_{неб}$ , А, рассчитывается согласно формуле:

$$I_{неб} = K_{аперод} \cdot K_{од} \cdot f \cdot I_{кз.макс} \quad (8.25)$$

где  $K_{аперод}$  - коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую тока;

$K_{од}$  - коэффициент однотипности;

$f$  - погрешность.

$$I_{неб} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 8146 = 814,6 \text{ А}$$

Ток срабатывания  $I_{сз.1}$ , А, в первичной цепи при его отстройке от нагрузочных токов рассчитан согласно формуле:

$$I_{сз.1} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{нагр} \quad (8.26)$$

$$I_{сз.1} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 600 = 750 \text{ А}$$

Ток срабатывания  $I_{сз.2}$ , А, в первичной цепи при его отстройке от небалансовых токов рассчитан по формуле:

$$I_{сз.2} = K_H \cdot I_{неб} \quad (8.27)$$

$$I_{сз.2} = 1,2 \cdot 814,6 = 977,52 \text{ А}$$

Для дальнейших расчетов принят наибольший ток, равный 977,52 А. Ток, протекающий в реле  $I_{\text{ср.2}}$ , А, рассчитан по формуле (8.8):

$$I_{\text{ср.2}} = \frac{977,52 \cdot 1}{240} = 4,07 \text{ А}$$

Коэффициент  $K_{\text{ч.д}}$ , рассчитан согласно формуле (8.4):

$$K_{\text{ч.д}} = 0,87 \cdot \frac{8146}{977} = 8,33 \geq 2$$

Дифференциальная защита является основной и быстродействующей, выдержка 0 с. По чувствительности защита удовлетворяет требованиям [16].

## 8.5 Определение уставок РЗА силовых трансформаторов

В качестве основной защиты силовых трансформаторов использована газовая защита (на базе микропроцессорного терминала "Сириус 2М") и дифференциальная защита. В качестве резервной защиты и защиты от перегрузки используется МТЗ. Произведен расчет уставок МТЗ. Ток срабатывания  $I_{\text{сз.т.нн}}$ , А, рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{сз.т.нн}} = \frac{K_0}{K_B} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.мах}} \cdot 2 \quad (8.28)$$

$$I_{\text{сз.т.нн}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,5 \cdot 769,8 \cdot 2 = 4410,3 \text{ А.}$$

Рассчитанный ток приведен к стороне высокого напряжения 110 кВ  $I_{\text{сз.т.вн}}$ , А, согласно формуле:

$$I_{\text{сз.т.вн}} = I_{\text{сз.т.нн}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \cdot (-\Delta U_{\text{рпн}})} \quad (8.29)$$

где  $\Delta U_{\text{рпн}} = 0,16$  - половина диапазона регулирования напряжения на трансформаторе.

$$I_{\text{сз.т.вн}} = 4410,3 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (-0,16)} = 479,38 \text{ А.}$$

Ток срабатывания  $I_{\text{сз.т.вн}}$ , А, согласованный с защитой вводных выключателей равен:

$$I_{\text{сз.т.вн}} = K_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{сз.в}} + I_{\text{н.10кВ}}) \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \cdot (-\Delta U_{\text{рпн}})} \quad (8.30)$$

где  $I_{\text{н.10кВ}}$  - нагрузка стороны 10 кВ.

$$I_{\text{сз.т.вн}} = 1,2 \cdot (368 + 0) \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (-0,16)} = 569,74 \text{ А.}$$

Ток, протекающий в реле  $I_{\text{ср.2}}$ , А, рассчитан по формуле (8.8):

$$I_{\text{ср.2}} = \frac{569,74 \cdot 1}{60} = 9,49 \text{ А.}$$

Принято 9,5 А - ток в реле; 570 А - ток срабатывания защиты. Коэффициент  $K_{\text{ч.мтз}}$ , по двухфазному и трехфазному ток рассчитаны согласно формуле (8.4) соответственно:

$$K_{\text{ч.МТЗ}}^{(2)} = 0,87 \cdot \frac{765}{570} = 1,16 \leq 1,2;$$

$$K_{\text{ч.МТЗ}}^{(3)} = 0 \frac{765}{570} = 1,34 \geq 1,2.$$

Условие по трехфазному току выполнено. Далее произведен расчет уставок дифференциальной защиты. Для отстройки от бросков токов намагничивания уставка составляет 30% номинального тока силового трансформатора. Установлена защита типа MiCOM P63X [20] с характеристикой защиты (рисунок 8.1).

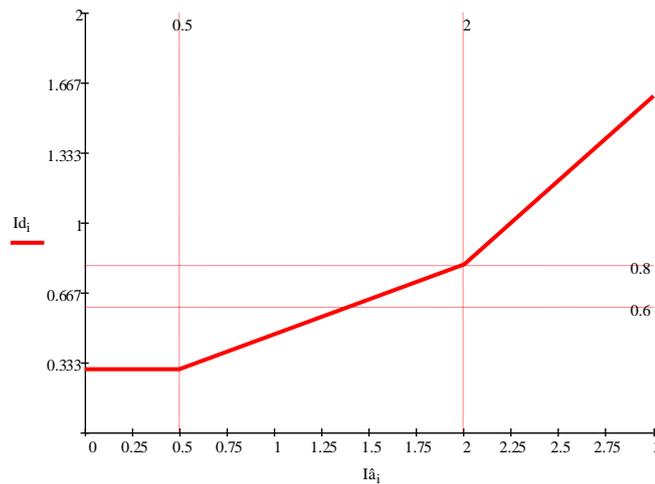


Рисунок 8.1 - Характеристика ДЗТ

Ток небаланса в реле  $I_{\text{неб.р}}$ , о.е., при известной погрешности напряжения  $\Delta U = 0,16$ ,  $\Delta f = 0,04$ ,  $\kappa_{\text{пер}} = 2,5$ , погрешности трансформатора тока  $\varepsilon = 0,1$ , рассчитан согласно формуле:

$$I_{\text{неб.р}} = \kappa_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f \quad (8.31)$$

$$I_{\text{неб.р}} = 2,1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,45 \text{ о.е.}$$

Уставка срабатывания  $I_{\text{ср.д}}$ , о.е., рассчитана согласно формуле:

$$I_{\text{ср.д}} = K_o \cdot I_{\text{неб.р}} \quad (8.32)$$

$$I_{\text{ср.д}} = 1,5 \cdot 0,45 = 0,675 \text{ о.е.}$$

Принятое значение 0,7. Расчетная уставка  $P_{\text{рас}}$ , о.е., определена по формуле:

$$P_{\text{рас}} = 0,5 \cdot K_o \cdot \left( \epsilon + \Delta U + \Delta f \right) \quad (8.33)$$

$$P_{\text{рас}} = 0,5 \cdot 1,5 \cdot \left( 0,1 + 0,16 + 0,04 \right) = 0,225 \text{ о.е.}$$

Уставка тормозной характеристики  $S$ , о.е., при известном значении второй точки перегиба  $I_{\text{в}}=2$  о.е., рассчитана по формуле:

$$S = \frac{K_o \cdot I_{\text{неб.р}} \cdot I_{\text{в2}} - P_{\text{рас.пр}}}{I_{\text{в2}} - 0,5} \quad (8.34)$$

$$S = \frac{1,3 \cdot 0,45 \cdot 2 - 0,4}{2 - 0,5} = 0,513 \text{ о.е.}$$

Проверка отстройки в установившемся режиме произведена согласно выражению:

$$P_{\text{рас.пр}} + 0,5 \cdot S \geq 1,3 \cdot I_{\text{неб.р}} \quad (8.35)$$

$$0,4 + 0,5 \cdot 0,6 \geq 1,3 \cdot 0,45;$$

$$0,7 \geq 0,585.$$

Уставка дифференциальной отсечки  $I_{do}$ , о.е., рассчитана согласно формуле:

$$I_{do} = K_o \cdot K_{неб} \cdot I_{кз.маакс} \quad (8.36)$$

где  $I_{кз.маакс} = 8,41$  о.е. ток короткого замыкания на стороне 10 кВ, приведенный к стороне 110 кВ.

$$I_{do} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 8,41 = 7,06 \text{ о.е.}$$

Коэффициент  $K_{ч.д}$ , рассчитан согласно формуле (8.4):

$$K_{ч.д} = 0,87 \cdot \frac{765}{0,7 \cdot 300} = 3,16 \geq 2 \text{ условие выполнено.}$$

## Заключение

В выпускной квалификационной работе произведен анализ подстанции 220/110/10 кВ "Саратовская".

Произведен расчет электрических нагрузок и токов коротких замыканий. На основе данных расчетов в наиболее тяжелом режиме, произведен выбор основного оборудования.

На открытом распределительном устройстве установлены преимущественно воздушные выключатели. Данные выключатели морально и технически устарели и требуют замены. В результате были выбраны элегазовые выключатели 110 кВ, отличающиеся высокой надежностью, быстродействием. Установлены новые трансформаторы тока 110 кВ с элегазовой изоляцией, повышенной точности и высокой надежности. Произведена замена разъединителей 110 кВ. Установлены новые ОПН 110 кВ.

Сконструировано новое распределительное устройство 110 кВ с изменением конфигурации схемы. При этом реконструкция производится без большого числа отключений ВЛ 110 кВ. Работы проводятся на действующей подстанции, следовательно не происходит прерывание электроснабжения потребителей. Расчет параметров ошиновки произведен согласно нагрузкам подстанции.

Подробно произведен расчет уставок релейной защиты для присоединений 110 кВ, секционного и вводного выключателей. Рассчитаны параметры дифференциальной защиты шин 110 кВ. Выбраны основные и резервные защиты силовых трансформаторов. Все устройства релейной защиты построены с использованием микропроцессорных терминалов, что обуславливает высокую точность и быстродействие.

## Список использованных источников

- 1 Вахнина В.В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров [Текст] : Учебное пособие для дипл. проектирования / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина. – [б.и.]. – Тольятти : ТГУ, 2012. - 31 с.
- 2 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций [Текст] : Учеб. пособ. для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – М. : Энергия, 1985. – 310 с. : ил.
- 3 Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Текст] : Учебник для вузов / Э.А. Киреева. – 3-е изд., стер. – М. : Академия, 2016. – 288 с.
- 4 Коробов Г.В. Электроснабжение [Текст] : Учебное пособие для курс. проектирования / Г.В. Коробов, В.В. Картавцев, Н.А. Черемисинова – Изд. 2-е, испр. и доп.- М.: Лань, 2011. - 184 с. : ил.
- 5 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] : Учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин ; рецензенты А.Н. Шпиганович, В.И. Пантелеев, Л.Т. Магазинник. [б.и.]. – М. : Интернет Инжиниринг, 2005. – 671 с. : ил.
- 6 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст] : Учебник / Б.Н. Неклепаев. 2-е изд-е. – М. : Просвещение, 2014. – 609 с. : ил.
- 7 Степкина Ю.В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий [Текст] : Учебное пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – [б.и.]. – Тольятти : ТГУ, 2009. - 67 с.
- 8 Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст] : Учеб. пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / В.К. Шабад ; рецензенты В.П. Горячкина, Т.Б. Лещинская, Г.В. Шведов, Е.Д. Борзов. [б.и.]. - М. : Издательский центр «Академия», 2013. - 192 с. – (Сер. Бакалавриат)

9 Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения [Текст] : Методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. [б.и.]. – М. : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. - 214 с. : ил. – (Профессиональное образование)

10 Boteler D. Comparison of method for modelling geomagnetically induced currents [Text] / D. Boteler, R. Pirjola // Geomagnetic Laboratory, Earth Science Sector, Natural Resources. – Canada, 2014. – 11 p.

11 Seyed M. Tasertoghaniholari Ferroresonance study on the VT in the Karoon 4 power plant 400 kV Substation [Text] / M. Seyed // Islamic Azad University, Tehran. – Iran, 2013. – 8 p.

12 Sheila M. Optimum overcurrent relay coordination of a power grid [Text] / M. Sheila, D. Debniloy, A. Shivanjali // ITM University. – Haryana, 2014. – 2 p.

13 Sun L. 3D Modeling of Transformer Substation Based on Mapping and 2D Images [Text] / L. Sun, S. Xuesong, Y. Liu // Agricultural University of Hebei, Baoding. – China, 2016. – 7 p.

14 Zahra M. New method for solving substation expansion planning problem using fuzzy clustering algorithms [Text] / M. Zahra, K. Hossein // Semnan University, Semnan. – Iran, 2014. – 9 p.

15 ГОСТ Р 53735.5-2009. Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Часть 5. Рекомендации по выбору и применению [Текст]. – Введен впервые – М. : Стандартинформ, 2011. – 59 с.

16 Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2014

17 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст] : РД 153-34.0-20.527-98 : Утв. Департаментом стратегии 23.03.1998 : ввод в действие с [1999]. – М. : НИЦ, 2002. – 131 с.

18 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750

кВ. Стандарт организации [Текст]. введ. 2009-04-13. – М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 96 с.

19 Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на 35, 110 и 220 кВ [Текст] : каталог / разработчик и изготовитель УЭТМ. – Екатеринбург, 2017. – 16 л.

20 Дифференциальная защита трансформатора MiCOM P63x [Электронный ресурс] : сайт Schneider Electric / URL: <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/60772-micom-p63x/?parent-category-id=4600> (дата обращения 7.04.2017)

21 Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций ОЭС Средней Волги на 2015 – 2021 годы [Электронный ресурс] : сайт Energy Base / URL: <http://energybase.ru/map/map-substations-powerplants-volga> (дата обращения 7.04.2017)

22 Объекты электроэнергетики Саратовэнерго [Электронный ресурс] : сайт Energy Base / URL: <http://energybase.ru/distribution/saratovenergo> (дата обращения 7.04.2017)

23 ОПН-110, 150, 220 (УХЛ1) с полимерной внешней изоляцией [Электронный ресурс] : сайт ЗЭТО / URL: [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoj-vneshnej-izolyatsiey-110-220-kv](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-polimernoj-vneshnej-izolyatsiey-110-220-kv) (дата обращения 7.04.2017)

24 Провод установочный АПВ [Электронный ресурс] : сайт Элекон / URL: <http://www.elcn.ru/inf/3782/> (дата обращения 7.04.2017)

25 Продукция ЗАО «Радиус Автоматика» [Электронный ресурс] : сайт ЗАО «Радиус Автоматика» / URL: <http://www.rza.ru/catalog/> (дата обращения 7.04.2017)

26 Работа в филиале ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Волги [Электронный ресурс] : сайт Energy Base / URL: <http://energybase.ru/distribution/mes-volga> (дата обращения 7.04.2017)

27 ТГФМ-УЭТМ-110 [Электронный ресурс] : сайт компании  
УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ / URL:  
[http://www.uetm.ru/products/146/177/\\_aview\\_b15](http://www.uetm.ru/products/146/177/_aview_b15) (дата обращения 7.04.2017)

28 Цифровые амперметры и вольтметры щитовые [Электронный ресурс] :  
сайт Техноприборсервис / URL: [http://www.tps21.ru/magazin/shitovye-  
pribory/tsifrovye-a-i-v/](http://www.tps21.ru/magazin/shitovye-pribory/tsifrovye-a-i-v/) (дата обращения 7.04.2017)