

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, Зам. Управляющего

_____/ О.Г. Бреусов /

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Реконструкция подстанции 110/10/6 кВ «Заречная» с перераспределением нагрузки по
стороне низкого напряжения

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.04.02. 2018. 125-370. ВКР

(код направления/специальности, год, номер студенческого)

Руководитель, к.т.н., доцент

_____/ К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы ПЗ – 382

_____/ А.А. Муталлапова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, к.т.н., доцент

_____/ К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Муталлапова А. А. Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Заречная» с перераспределением нагрузки по стороне низкого напряжения. - Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-382м; 2018, 80 с. 15 ил., библиогр. список- 26 наим., 5 листов чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе выбраны устройства релейной защиты и автоматики для реконструируемой подстанции 110/10 кВ «Заречная». Выбор видов РЗА для объектов ПС 110/10 кВ «Заречная» производился на основании ПУЭ, НТП ФСК ЕЭС и прочей документации. Выбор типоразмера терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу заданной фирмы-разработчика. На основании составленной схемы замещения сети определены токи КЗ, произведен расчет устройств защиты и автоматики указанных в исходных данных элементов подстанции. Составлен чертеж главной схемы электрических соединений подстанции, чертеж главной схемы электрических соединений подстанции с перераспределением нагрузки по стороне низкого напряжения, чертеж ПС с расстановкой устройств РЗА, чертеж подключения терминалов защиты и автоматики трансформатора 115/10,5 кВ.

					13.04.02.2018.00.00.ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Муталлапова А.А.			Реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Заречная» с перераспределением нагрузки по стороне низкого напряжения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Горшков К.Е.					4	80
<i>Реценз.</i>		Бреусов О.Г.				ЮУрГУ кафедра ЭССиС		
<i>Н.Контр</i>		Горшков К.Е.						
<i>Утверд.</i>		Горшков К.Е.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ		8
1	ОПИСАНИЕ ПС 110/10/6 КВ «ЗАРЕЧНАЯ» И АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	9
1.1	Описание	9
1.2	Анализ оборудования	9
2	ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО НАГРУЗКЕ НА ПС 110/10/6 КВ «ЗАРЕЧНАЯ»	11
3	РАСЧЕТ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (ТКЗ) В МАКСИМАЛЬНОМ И МИНИМАЛЬНОМ РЕЖИМАХ РАБОТЫ	14
3.1	Исходные данные	14
3.2	Выбор расчетных точек КЗ и режимов работы	15
3.3	Расчет ТКЗ в ТОКО для выбора и проверки оборудования на сторонах ВН и НН	16
4	ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА СТОРОНАХ ВН И НН ПС 110/10/6 КВ «ЗАРЕЧНАЯ»	18
4.1	Нормативные требования по выбору выключателей	18
4.2	Указания по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ	18
4.3	Выбор и проверка выключателя на стороне ВН ПС	19
4.4	Выбор и проверка вводного выключателя на стороне НН ПС и ячейки КРУ	20
4.5	Выбор и проверка секционного выключателя (СВ) и ячейки КРУ	21
4.6	Выбор и проверка выключателя кабельной линии (КЛ) и ячейки КРУ	23
5	ВЫБОР ВИДОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ (РЗА) ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПС «ЗАРЕЧНАЯ» 110/10 КВ И ПИТАЮЩЕЙ ВЛ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПУЭ И НТП ПС	25
5.1	Выбор элементной базы	25
5.2	Изготовитель устройств РЗА	25
5.3	Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ	27
5.3.1	Кабельная линия 10 кВ	27
5.3.2	Вводной выключатель 10 кВ	29
5.3.3	Секционный выключатель 10 кВ	30
5.3.4	Шины 10 кВ	30
5.3.5	Ячейка трансформатора напряжения 10 кВ	31
5.4	Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ	31
5.4.1	Силовой двухобмоточный трансформатор 110 кВ	31
5.4.2	ВЛ 110 кВ	35
6	ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЙ УСТРОЙСТВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПС «ЗАРЕЧНАЯ» 110/10 КВ И ПИТАЮЩЕЙ ВЛ ПО КАТАЛОГАМ	

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Схема главная электрических соединений
реконструируемой ПС 110/10/6 кВ «Заречная»

Приложение 2 Схема главная электрических соединений
реконструируемой ПС 110/10/6 кВ «Заречная» с перераспределением
нагрузки на стороне низкого напряжения

Приложение 3 Схема реконструируемой ПС 110/10 кВ «Заречная» с
расстановкой устройств РЗА

Приложение 4 Схема подключений устройств РЗА трансформатора
115/10,5 кВ:

Приложение 5

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

В системе электроснабжения, состоящей из одного питающего узла возможны следующие повреждения и ненормальные режимы работы: междуфазные короткие замыкания (КЗ), однофазные КЗ, двухфазные КЗ, двухфазные КЗ на землю, перегрузки, качания, асинхронный режим, повышенные токи в линиях при повреждениях на стороне низшего напряжения трансформаторов приемной подстанции. Для защиты от вышеописанных ненормальных режимов работы и повреждений разработаны следующие типы защит: токовые защиты, токовые направленные защиты, дистанционные защиты, дифференциальные токовые защиты, защиты от перегрузок и т.д. Проектирование защиты того или иного электроэнергетического объекта заключается в выборе необходимого объема релейной защиты для каждого элемента входящего в объект, выборе соответствующих устройств релейной защиты, расчета уставок и правильного подключения. Сложностью проектирования релейной защиты является обеспечение требований по быстрдействию, надежности и селективности проектируемой защиты, а также снижению затрат на установку устройств РЗ.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 ОПИСАНИЕ ПС 110/10/6 КВ «ЗАРЕЧНАЯ» И АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

1.1 Описание

Подстанция «Заречная» 110 кВ была построена в 1965 году для обеспечения электроснабжения предприятий и жилого сектора Калининского района города Челябинска. Мощность двух трансформаторов, установленных на подстанции, ранее составляла 25 МВА.

Первый этап реконструкции «Заречной» завершился в декабре 2007 года и включал расширение территории подстанции, проведение установки в закрытой камере третьего трансформатора 25 МВА, что позволило увеличить мощность подстанции до 50 МВА, монтаж нового открытого распределительного устройства 110 кВ.

Второй этап реконструкции «Заречной» завершился в декабре 2008 года и включал перевод сети 6 кВ на напряжение 10 кВ 1 распределительного пункта и 19 трансформаторных подстанций, монтаж кабелей 10 кВ от подстанции «Спортивная» до распределительного устройства 10 кВ подстанции «Заречная», прокладка двух кабельных линий от сети 10 кВ подстанции «Тракторозаводская» до сети ПС «Заречная».

В последние годы в связи с ростом потребления электрической энергии нагрузки на подстанцию достигли предельных значений. Для решения этой проблемы потребовалась замена одного из трансформаторов с увеличением мощности с 10 до 16 МВА, а также замена энергооборудования. Работы по установке трансформатора мощностью 16 МВА были завершены во второй половине июня 2010.

Главная схема ПС «Заречная» 110/10/6 кВ приведена в Приложении 1.

1.2 Анализ оборудования

ПС «Заречная» 110/6 кВ по способу присоединения к сети – тупиковая, так как получает электроэнергию по двум параллельным линиям. Оборудование, установленное на ПС «Заречная» 110/6 кВ, представлено в Таблице 1.

Таблица 1 – Оборудование ПС «Заречная» 110/6 кВ

	110 кВ		6 кВ	ТСН
Тип трансформатора	ТДН-16000	ТДН-15000	-	ТМ-320
Тип выключателя	-	-	ВМГ-10; ВМГ-133-II; ВМПЭ-10	ВМГ-133-II
Тип трансформаторов тока	ТШЛ-0,5/500/7,5	ТШЛ-0,5/500/7,5	ТПОЛ-10	ТПЛ-10
Марка кабеля	АС-185/24	АС-185/24	2хАСБ-10; ААШВ-10	ААБ-10; ААШВ-10

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ПС «Заречная» 110/10 кВ по способу присоединения к сети – ответвительная, так как присоединяется глухой отпайкой к одной проходящей линии. Оборудование, установленное на ПС «Заречная» 110/10 кВ, представлено в Таблице 2.

Таблица 2 – Оборудование ПС «Заречная» 110/10 кВ

	110 кВ	10 кВ	ТСН
Тип трансформатора	ТРДН-25000	-	ТМ-250
Тип выключателя	ВГТ-110П-40/2500 У1	ВВЭ-М-10	-
Тип трансформаторов тока	ТВТ-110	ТЛК-10	-
Марка кабеля	АС-185/24	АСБ2Л-10, 2ААШВ-10	ААШВУ-10

2 ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО НАГРУЗКЕ НА ПС 110/10/6 КВ «ЗАРЕЧНАЯ»

Проверим силовые трансформаторы Т1 и Т2 по нагрузке с учетом ее перспективного роста, для этого найдем нагрузку по отходящим фидерам.

$$P_{\phi} = I_{НОМ} \cdot U_{НОМ}, \quad (2.1)$$

где P_{ϕ} - мощность отходящего фидера, кВА;

$U_{НОМ}$ - номинальное напряжение, кВ;

$I_{НОМ}$ - номинальный ток, кА.

Расчет выполним оперируя номинальным током присоединений. Номинальный ток найдем по справочнику Д.Л. Файбисовича [1] по табл. 3.4.1 «Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей на напряжение 6 кВ с медными и алюминиевыми жилами с пластмассовой изоляцией, прокладываемых в земле и в воздухе». Расчетные данные приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Расчетные данные для проверки силовых трансформаторов Т1, Т2

	Ф.23	Ф.21	Ф.19	Ф.17	Ф.15	Ф.13	Ф.11	Ф.9	Ф.7	Ф.5	Ф.3	ТСН1	ТСН2
Сечение	240	120	240	240	240	185	240	185	240	240	185	120	120
$I_{НОМ}$, кА	1000	300	600	600	600	400	600	400	600	600	400	300	300
P_{ϕ} , кВА	6000	1800	3600	3600	3600	2400	3600	2400	3600	3600	2400	1800	1800

Максимальная нагрузка по отходящим фидерам ПС «Заречная» 110/6 кВ с учетом коэффициента одновременного использования $K_{и}=0,6$ согласно [2]:

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^{n=13} P_{\phi} \cdot K_{и} = (6000 + (3600 \cdot 6) + (1800 \cdot 3) + (2400 \cdot 3)) \cdot 0,6 = 24120 \text{ (кВА)}. \quad (2.2)$$

Ожидаемая нагрузка с учетом перспективы развития определяется по выражению:

$$P_{н} = P_{\max} \cdot K_{р}, \quad (2.3)$$

где $K_{р}$ - коэффициент перспективного роста нагрузок.

Для расчетного года ближайшей перспективы равной 5 лет для производственных и смешанных потребителей $K_{р}=1,3$ согласно [3].

Подставим числовые значения в формулу (2.3):

$$P_{н} = P_{\max} \cdot K_{р} = 24120 \cdot 1,3 = 31356 \text{ (кВА)}.$$

													Лист
													11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									

Допустимая нагрузка на двух трансформаторах:

$$P_{\text{доп.}} = (P_{T1} + P_{T2}) \cdot k_{\text{загр.Т}} = (16000 + 15000) \cdot 0,9 = 27900 \text{ (кВА)}, \quad (2.4)$$

где P_{T1} – мощность силового трансформатора Т1, кВА;

P_{T2} – мощность силового трансформатора Т2, кВА;

$k_{\text{загр.Т}}$ – коэффициент загрузки трансформатора согласно [4] принимаем равным 0,9.

Необходимо уменьшить нагрузку по отходящим фидерам, так как $P_{\text{н}} \geq P_{\text{доп.}}$.

Для этого перенесем часть нагрузки на ПС «Заречная» 110/10 кВ, а именно нагрузку на отходящих фидерах № 13, 3, сохранив равномерную загрузку по существующим секциям шин.

Максимальная нагрузка по отходящим фидерам № 13,39 ПС «Заречная» 110/6 кВ:

$$P_{\text{max.ф}} = \sum_{i=1}^{n=2} P_{\phi} = 2400 + 2400 = 4800 \text{ (кВА)}. \quad (2.4)$$

Проверим нагрузку на двух трансформаторах:

$$P = P_{\text{н}} - P_{\text{max.ф}} = 31356 - 4800 = 26556 \text{ (кВА)} \leq P_{\text{доп.}} \quad (2.5)$$

На ПС «Заречная» 110/10 подключим фидеры 13, 3 к следующим ячейкам (Таблица 4).

Таблица 4 – перераспределение нагрузки по стороне низкого напряжения

ПС «Заречная» 110/6 кВ	ф.13	ф.3
ПС «Заречная» 110/10 кВ	ф.30	ф.10

Схема ПС «Заречная» 110/10 кВ с подключенными фидерами приведена в Приложении 2.

Аналогично проверим силовой трансформатор Т3 по нагрузке с учетом ее перспективного роста. Расчетные данные приведены в Таблице 5.

Таблица 5 – расчетные данные для проверки силового трансформатора Т3

	ф.32	ф.30	ф.10	ф.8	ф.6	ф.7	ТСН1	ТСН2
Сечение	240	185	185	240	240	240	50	50
$I_{\text{НОМ}}$, кА	630	400	400	630	630	630	130	130
P_{ϕ} , кВА	6300	4000	4000	6300	6300	6300	1300	1300

Максимальная нагрузка по отходящим фидерам ПС «Заречная» 110/10 кВ с учетом коэффициента одновременного использования $K_{\text{и}}=0,6$ согласно [2]:

$$P_{\text{max}} = \sum_{i=1}^{n=8} P_{\phi} = ((6300 \cdot 4) + (4000 \cdot 2) + (1300 \cdot 2)) \cdot 0,6 = 21480 \text{ (кВА)}. \quad (2.6)$$

Допустимая нагрузка на трансформаторе ТЗ:

$$P_{\text{доп.}} = P_{\text{ТЗ}} \cdot k_{\text{загр.Т}} = 25000 \cdot 0,9 = 22500 \text{ (кВА)}, \quad (2.7)$$

где $P_{\text{ТЗ}}$ – мощность силового трансформатора ТЗ, кВА;

$k_{\text{загр.Т}}$ – коэффициент загрузки трансформатора согласно [4] принимаем равным 0,9.

Проверим нагрузку на трансформаторе ТЗ:

$$P_{\text{max}} = 21480 \text{ (кВА)} \leq P_{\text{доп.}} \quad (2.8)$$

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

3 РАСЧЕТ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (ТКЗ) В МАКСИМАЛЬНОМ И МИНИМАЛЬНОМ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

Достоверные данные расчета ТКЗ чрезвычайно важны при проектировании РЗА, так как по ТКЗ максимального режима рассчитываются параметры некоторых видов защит, а ТКЗ минимального режима определяют коэффициенты чувствительности, по которым осуществляется проверка нормативных показателей технического совершенства и надежности функционирования.

Расчет ТКЗ для нужд РЗА производится в соответствии с:

ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ;

РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

3.1 Исходные данные

Исходные данные представлены на Рисунке 3.1.

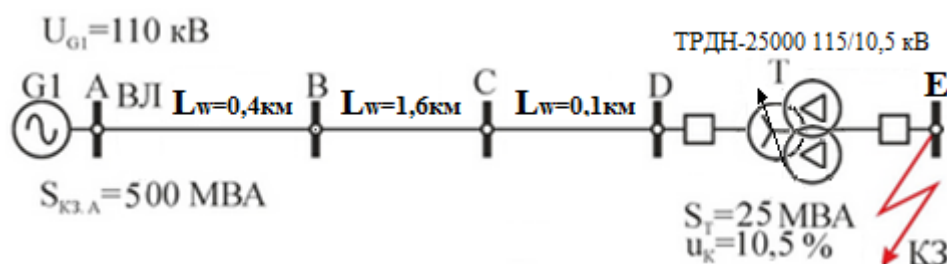


Рисунок 3.1 – Исходные данные

Для задания параметров энергосистемы необходимо знать реактансы системы в максимальном и минимальном режиме её работы для расчета междуфазных и однофазных КЗ. При отсутствии реактансов могут быть использованы данные о величине ТКЗ на шинах питающей ПС при различных видах КЗ. Для машинного расчета в некоторых видах программ необходимо задавать мощность КЗ на шинах питающей ПС. Все три способа задания энергосистемы связаны соотношениями:

$$I_{K3.A}^{(3)} = \frac{S_{K3.A}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP.G1}}; X_G = \frac{U_{CP.G1}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.A}^{(3)}} = \frac{U_{CP.G1}^2}{S_{K3.A}},$$

где $U_{CP.G1}$ - среднее номинальное напряжение сети.

Воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) в учебных расчетах допускается учитывать только индуктивным сопротивлением, принимая удельное значение равным 0.4 Ом/км.

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Силовые трансформаторы задаются номинальной мощностью, номинальными напряжениями обмоток и напряжением короткого замыкания. Для уточненных профессиональных расчетов необходимо учитывать фактическое значение коэффициента трансформации, т.е. информацию о пределах регулирования РПН, данными о значениях напряжения короткого замыкания при работе на разных отпайках РПН. Для учета активного сопротивления трансформатора необходима информация о потерях короткого замыкания.

Кабельные линии (КЛ) задаются как активным, так и индуктивным сопротивлениями. Короткие КЛ (длиной менее 50 м) в расчетах ввиду малого сопротивления могут не учитываться.

3.2 Выбор расчетных точек КЗ и режимов работы

Для расчетов РЗА необходимо знать минимально-возможные значения ТКЗ и максимально-возможные значения ТКЗ на шинах ПС и ТП. Максимальные ТКЗ используются для определения параметров РЗА, минимальные ТКЗ для расчета коэффициентов чувствительности.

Расчетная схема для определения ТКЗ и выбора мест КЗ в максимальном режиме представлена на рисунке 3.2.

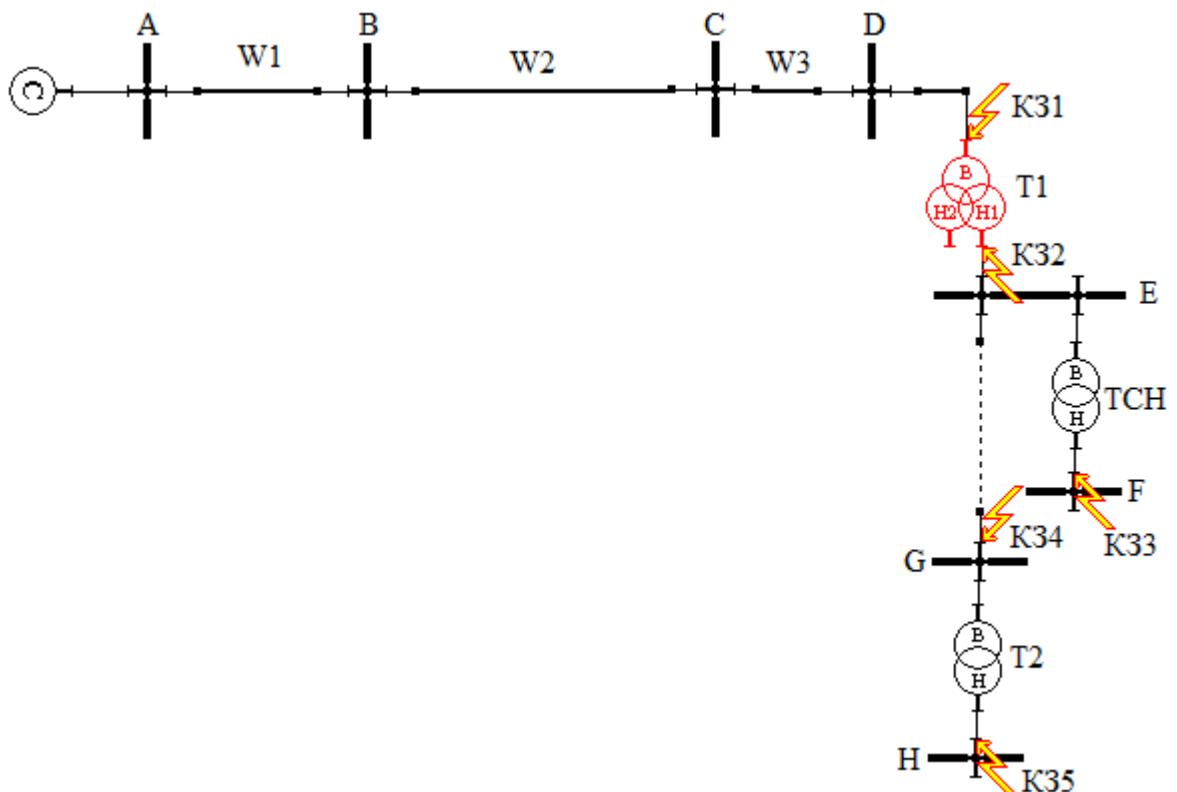


Рисунок 3.2 – расчетная схема для определения ТКЗ и выбора мест КЗ в максимальном режиме

Так как трансформатор Т1 с РПН, то в максимальном режиме токи КЗ в точках К32-К35 рассчитываются дважды при крайних положениях отпайк РПН, за итоговые выбираются максимальные значения.

Расчетная схема для определения ТКЗ и выбора мест КЗ в минимальном режиме представлена на рисунке 3.5.

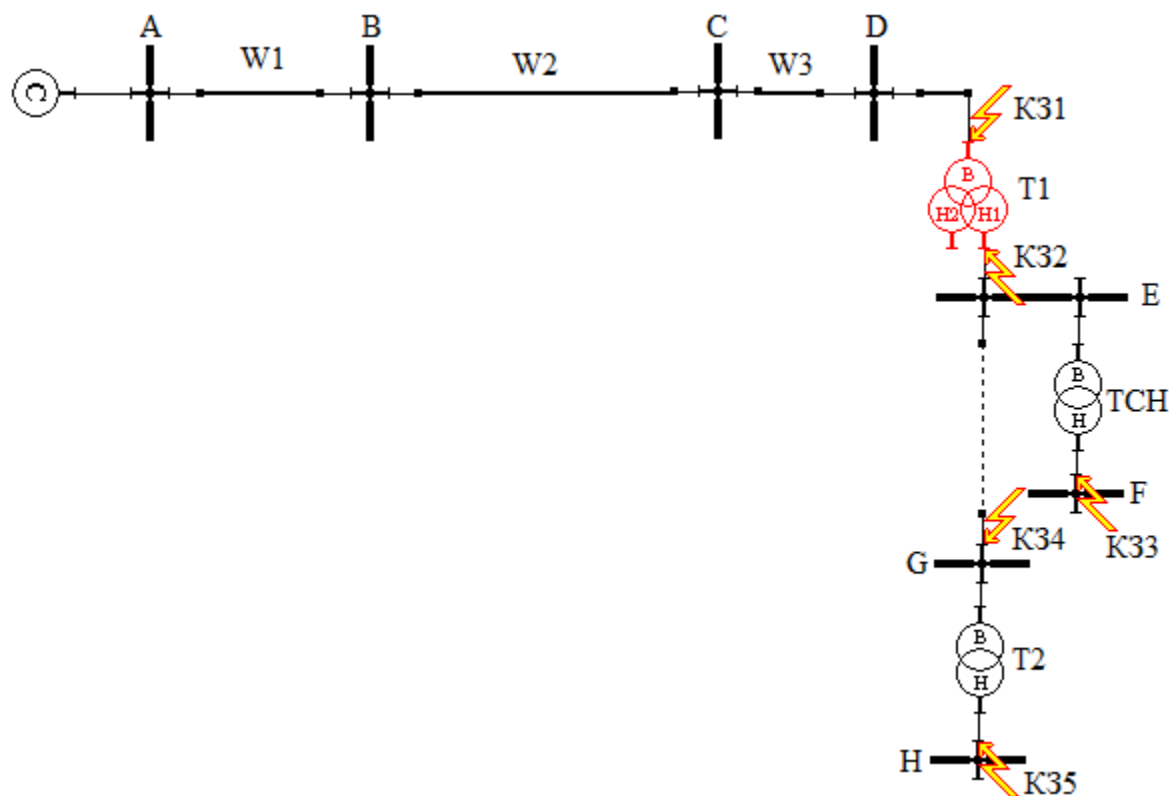


Рисунок 3.3 – расчетная схема для определения ТКЗ и выбора мест КЗ в минимальном режиме

В минимальном режиме отпайка на РПН трансформатора Т1 выбирается такой, чтобы обеспечить минимальное значение ТКЗ в точках К32-К35.

3.3 Расчет ТКЗ в ТОКО для выбора и проверки оборудования на стороне ВН и НН

В дипломном учебном проектировании доступна прикладная программа ТОКО, разработки кафедры ЭССиСЭ ЮУрГУ.

Фактически, программа ТОКО позволяет рассчитывать ТКЗ с существенно меньшей погрешностью. Для повышения точности учитываются активные сопротивления ВЛЭП и трансформаторов, учитывается наличие отпайк у трансформаторов.

Результаты расчетов максимального режима сведены в Таблицу 6 – максимальные ТКЗ.

										Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 6 – Максимальные ТКЗ

	Ип.0, кА	Фаза, град	ia, кА	Ta, с	iy, кА	Ky
На шине D	2,424	-88,95	0,192	0,173	6,676	1,947
За трансформатором T1	7,477	-73,72	0	0,011	15,101	1,428
За трансформатором ТСН	7,253	-70,87	0	0,009	14,013	1,366
На шине G	4,792	-62,57	0	0,006	8,312	1,226
За трансформатором T2	58,393	-73,38	0	0,011	117,272	1,42

Результаты расчетов минимального режима сведены в Таблицу 7 – минимальные ТКЗ.

Таблица 7 – Минимальные ТКЗ

	Ип.0, кА	Фаза, град	ia, кА	Ta, с	iy, кА	Ky
На шине D	1,715	-89,26	0,315	0,245	4,76	1,963
За трансформатором T1	5,556	-73,47	0	0,011	11,175	1,422
За трансформатором ТСН	6,334	-71,73	0	0,01	12,396	1,384
На шине G	4,980	-64,18	0	0,007	8,006	1,249
За трансформатором T2	56,519	-74,92	0	0,012	116,429	1,457

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА СТОРОНАХ ВН И НН

4.1 Нормативные требования по выбору выключателей

В соответствии с пунктом 2.3.3.2 [5]:

В сети 110 кВ и выше следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые, допускается применение вакуумных, а также выключателей-разъединителей.

В КРУ и ЗРУ 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели или элегазовые при соответствующем обосновании.

НТП ПС [6]:

4.12 – В ОРУ 110 кВ и выше следует предусматривать элегазовые выключатели.

4.11 – В РУ 6-10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями.

4.2 Указания по выбору выключателей переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ

Для выбора и проверки электрических аппаратов необходимо рассчитать:

- 1) максимальный рабочий ток через выключатель – $I_{\text{раб.макс}}$. Для отпаечной подстанции:
 - на стороне ВН, ВВ КРУ ПС по $1,4 \times S_{\text{ном.т}}$;
 - СВ КРУ ПС $\frac{1}{2}$ суммарной нагрузки;
 - остальные присоединения КРУ ПС по нагрузке;
- 2) начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ – $I_{\text{n.0}}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима);
- 3) ударный ток КЗ – $i_{\text{уд}}$ (по расчету ТКЗ в программе ТОКО для максимального режима);
- 4) апериодическую составляющую тока КЗ в момент t – $i_{\text{a.t}}$:

$$I_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \times I_{\text{n.0}} \times e^{(-t/T_a)},$$

где T_a по расчету ТОКО для максимального режима;

$t = 0,01 + t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя по каталогу;

5) тепловое воздействие ТКЗ: $B_{\text{к}} = (I_{\text{n.0}}^2) \times (t_{\text{откл}} + T_a)$,

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.макс}} + t_{\text{о.в}}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{р.з.макс}}$ – максимальное время действия РЗ, на стороне ВН до 1 с, на стороне НН несколько секунд, ориентировочно 3.

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

4.3 Выбор и проверка выключателя на стороне ВН ПС

Трансформатор: ТРДН-25000 115/10,5 кВ. Проверим на стороне ВН ПС элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/2000 У1 производства ЗАО «Завод электротехнического оборудования».

1. Максимальный рабочий ток через выключатель равен максимальному рабочему току на стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{раб. макс. вык. вн. пс}} = I_{\text{раб. макс. т. вн}} = \frac{K_n \times S_{\text{ном. т}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном. вн. пс}}} = \frac{1,4 \times 25}{\sqrt{3} \times 110} = 0,184 \text{ (кА)}.$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $I_{n.0} = 2,424$ кА.

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС – $i_{yд} = 6,676$ кА.

4. Аперiodическая составляющая тока КЗ в максимальном режиме на стороне ВН ПС в момент времени t – $i_{a.t}$:

$$I_{a.t} = \sqrt{2} \times I_{n.0} \times e^{(-t/T_a)} = \sqrt{2} \times 2,424 \times e^{(-0,048/0,173)} = 2,597 \text{ (кА)},$$

где $T_a = 0,173$ с (по расчету в ТОКО);

$$t = 0,01 + t_{c.в} = 0,01 + 0,038 = 0,048;$$

$t_{c.в}$ – собственное время выключателя из каталога [7].

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_k = (I_{n.0}^2) \times (t_{откл} + T_a) = 2,424^2 \times (1,05 + 0,173) = 7,19 \text{ (кА}^2 \times \text{с)},$$

где $t_{откл} = t_{p.з. макс} + t_{o.в} = 1 + 0,05 = 1,05$ с;

$t_{p.з. макс}$ – максимальное время действия PЗ, на стороне ВН до 1 с;

$t_{o.в}$ – из технической документации выключателя [7].

Проверка выключателя ВГТ-110П-40/2000 У1 сведена в Таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка выключателя ВГТ-110П-40/2000 У1

Параметр	Расчет	Технические данные
1. $I_{\text{раб. макс}}$, А	184	$I_{\text{ном}} = 2000$
2. $I_{n.0}$, кА	2,424	$I_{\text{ном. откл}} = 40$
3. $i_{yд}$, кА	6,676	$I_{\text{эл. дин. стойк}} = 102$
4. $I_{a.t}$, кА	2,597	$\frac{45\%}{100\%} \times \sqrt{2} \times 40 = 25,46$
5. B_k , кА ² ×с	7,19	$I_{\text{тер. стойк}} \times t_{\text{тер. стойк}} = 40^2 \times 3 = 4800$

Выключатель проходит по всем показателям и пригоден к установке на стороне ВН ПС «Заречная» 110/10 кВ.

Проверим разъединитель серии РДЗ-110/2000 НУХЛ1 на стороне ВН ПС. Проверка сведена в Таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка разъединителя серии РДЗ-110/2000 НУХЛ1

Параметр	Расчет	Технические данные
1. $I_{\text{раб.макс}}$, А	184	$I_{\text{ном}} = 2000$
2. $I_{\text{n.0}}$, кА	2,424	-
3. $i_{\text{уд}}$, кА	6,676	$I_{\text{эл.дин.стойк}} = 80$
4. $I_{\text{a.t}}$, кА	2,597	-
5. $B_{\text{к}}$, $\text{кА}^2 \times \text{с}$	7,19	$I_{\text{тер.стойк}} \times t_{\text{тер.стойк}} = 31,5^2 \times 3 = 2977$

Разъединитель проходит по всем показателям и пригоден к установке на стороне ВН ПС «Заречная» 110/10 кВ.

4.4 Выбор и проверка вводного выключателя на стороне НН ПС и ячейки КРУ

Трансформатор: ТРДН-25000 115/10,5 кВ. Намечаем к установке на стороне НН ПС вакуумный выключатель ВРС-10-31,5-2500 У2 производства ЗАО «Высоковольтный союз».

1. Максимальный рабочий ток через вакуумный выключатель ВРС-10-31,5 2500 У2 равен максимальному рабочему току на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.вык.}} = I_{\text{раб.макс.т.нн}} = \frac{K_n \times S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном.вн.пс}}} = \frac{1,4 \times 25}{\sqrt{3} \times 10} = 2,023 \text{ (кА)}.$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС – $I_{\text{n.0}} = 7,477$ кА.

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС – $i_{\text{уд}} = 15,101$ кА.

4. Аперриодическая составляющая тока КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС в момент времени t – $i_{\text{a.t}}$:

$$I_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \times I_{\text{n.0}} \times e^{(-t/T_a)} = \sqrt{2} \times 7,477 \times e^{(-0,045/0,011)} = 0,177 \text{ (кА)},$$

где $T_a = 0,011$ с (по расчету в ТОКО);

$$t = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045;$$

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время выключателя ВРС-10-31,5-2500У2 из каталога [8].

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_k = (I_{n.0}^2) \times (t_{откл} + T_a) = 7,477^2 \times (3,065 + 0,011) = 171,965 \text{ (кА}^2 \times \text{с)},$$

где $t_{откл} = t_{р.з.макс} + t_{о.в} = 3 + 0,065 = 3,065 \text{ с};$

$t_{р.з.макс}$ – максимальное время действия РЗ, на стороне НН до 3 с;

$t_{о.в}$ – из технической документации выключателя ВРС-10-31,5-2500У2 [8].

Проверка выключателя ВРС-10-31,5-2500У2 сведена в Таблицу 10.

Таблица 10 – Проверка вакуумного выключателя ВРС-10-31,5-2500У2

Параметр	Расчет	Технические данные
1. $I_{раб.макс}$, А	2023	$I_{ном} = 2500$
2. $I_{н.0}$, кА	7,477	$I_{ном.откл} = 31,5$
3. $i_{уд}$, кА	15,101	$I_{эл.дин.стойк} = 80$
4. $I_{ат}$, кА	0,177	$\frac{35\%}{100\%} \times \sqrt{2} \times 31,5 = 15,59$
5. B_k , кА ² ×с	171,965	$I_{тер.стойк} \times t_{тер.стойк} = 31,5^2 \times 3 = 2977$

Вводной выключатель проходит по всем показателям и пригоден к установке на стороне НН ПС «Заречная» 110/10 кВ.

Выбираем к установке ячейку КРУ серии КУ 10С. Проверка сведена в Таблицу 11.

Таблица 11 – Проверка ячейки КРУ серии КУ 10С

Параметр	Расчет	Технические данные
1. $I_{раб.макс}$, А	2023	$I_{ном} = 2500$
2. $I_{н.0}$, кА	7,477	-
3. $i_{уд}$, кА	15,101	$I_{эл.дин.стойк} = 51$
4. $I_{ат}$, кА	0,177	-
5. B_k , кА ² ×с	171,965	$I_{тер.стойк} \times t_{тер.стойк} = 31,5^2 \times 3 = 2977$

4.5 Выбор и проверка секционного выключателя (СВ) и ячейки КРУ

Намечаем к установке вакуумный выключатель ВРС-10/20/630 У2 производства ЗАО «Высоковольтный союз».

1. Максимальный рабочий ток через выключатель ВРС-10/20/630 У2 равен максимальному рабочему току секционного выключателя:

Таблица 13 – Проверка ячейки КРУ серии КУ 10С

Параметр	Расчет	Технические данные
1. $I_{\text{раб.макс}}$, А	621	$I_{\text{ном}}=630$
2. $I_{\text{n.0}}$, кА	7,477	-
3. $i_{\text{уд}}$, кА	15,101	$I_{\text{эл.дин.стойк}}=51$
4. $I_{\text{a.t}}$, кА	0,177	-
5. $B_{\text{к}}$, кА ² ×с	171,965	$I_{\text{тер.стойк}} \times t_{\text{тер.стойк}} = 31,5^2 \times 3 = 2977$

4.6 Выбор и проверка выключателя кабельной линии (КЛ) и ячейки КРУ

Кабельная линия: АСБ2л-10. Намечаем к установке вакуумный выключатель ВРС-10/20/630 У2 производства ЗАО «Высоковольтный союз».

1. Максимальный рабочий ток через выключатель ВРС-10/20/630 У2 равен максимальному рабочему току кабельной линии:

$$I_{\text{раб.макс.вык.}} = I_{\text{раб.макс.каб.лин.}} = \frac{2 \times S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном.вн.пс}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times 10} = 0,364 \text{ (кА)}.$$

2. Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС – $I_{\text{n.0}} = 7,477$ кА.

3. Ударный ток КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС – $i_{\text{уд}} = 15,101$ кА.

4. Аперiodическая составляющая тока КЗ в максимальном режиме на стороне НН ПС в момент времени t – $i_{\text{a.t}}$:

$$I_{\text{a.t}} = \sqrt{2} \times I_{\text{n.0}} \times e^{(-t/T_a)} = \sqrt{2} \times 7,477 \times e^{(-0,045/0,011)} = 0,177 \text{ (кА)},$$

где $T_a = 0,011$ с (по расчету в ТОКО);

$$t = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,035 = 0,045;$$

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время выключателя ВРС-10/20/630 У2 из каталога [8].

5. Тепловое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{к}} = (I_{\text{n.0}})^2 \times (t_{\text{откл}} + T_a) = 7,477^2 \times (3,065 + 0,011) = 171,965 \text{ (кА}^2 \times \text{с)},$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.макс}} + t_{\text{о.в}} = 3 + 0,065 = 3,065$ с;

$t_{\text{р.з.макс}}$ – максимальное время действия РЗ, на стороне НН до 3 с;

$t_{\text{о.в}}$ – из технической документации выключателя ВРС-10/20/630 У2 [8].

Проверка выключателя ВРС-10/20/630 У2 сведена в Таблицу 14.

									Лист
									23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 14 – Проверка вакуумного выключателя ВРС-10/20/630 У2

Параметр	Расчет	Технические данные
1. $I_{\text{раб.макс}}$, А	364	$I_{\text{ном}}=630$
2. $I_{\text{н.о}}$, кА	7,477	$I_{\text{ном.откл}}=20$
3. $i_{\text{уд}}$, кА	15,101	$I_{\text{эл.дин.стойк}}=52$
4. $I_{\text{ат}}$, кА	0,177	$\frac{40\%}{100\%} \times \sqrt{2} \times 20 = 11,3$
5. $B_{\text{к}}$, кА ² ×с	171,965	$I_{\text{тер.стойк}} \times t_{\text{тер.стойк}} = 20^2 \times 3 = 1200$

Выбираем к установке ячейку КРУ серии КУ 10С. Проверка сведена в Таблицу 15.

Таблица 15 – Проверка ячейки КРУ серии КУ 10С

Параметр	Расчет	Технические данные
1. $I_{\text{раб.макс}}$, А	364	$I_{\text{ном}}=630$
2. $I_{\text{н.о}}$, кА	7,477	-
3. $i_{\text{уд}}$, кА	15,101	$I_{\text{эл.дин.стойк}}=51$
4. $I_{\text{ат}}$, кА	0,177	-
5. $B_{\text{к}}$, кА ² ×с	171,965	$I_{\text{тер.стойк}} \times t_{\text{тер.стойк}} = 31,5^2 \times 3 = 2977$

5 ВЫБОР ВИДОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ (РЗА) ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПС «ЗАРЕЧНАЯ» 110/10 КВ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ПУЭ И НТП ПС

5.1 Выбор элементной базы

Все устройства РЗА можно разделить на три поколения в зависимости от элементной базы, т.е. от типов применяемых реле и от принципов действия.

Выбор поколения устройств РЗА на стадии проектирования заключается в выполнении требований заказчика. Требования устройствам РЗА устанавливаемых на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» изложены в Положении о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».

1. Снижение времени отключения КЗ за счет повышения быстродействия устройств РЗ.

2. Повышение надежности функционирования за счет встроеной в устройства непрерывной диагностики.

3. Выявление повреждения элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых принципов построения РЗА.

4. Возможность получения практически любых форм характеристик устройств РЗА.

5. Сокращения времени принятия решений оперативным персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности её представления, в том числе за счет автоматически получаемых сообщений.

6. Снижение эксплуатационных затрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств и применения дистанционного управления режимами работы устройств РЗА.

7. Переход от периодического технического обслуживания к техническому обслуживанию по состоянию.

Выполнение перечисленных основных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, реализованных на МП элементной базе.

5.2 Изготовитель устройств РЗА

ООО НПП «ЭКРА» – научно-производственное предприятие «полного цикла», созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г. Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие специализируется на разработке и поставках наукоемких устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на новейшей микропроцессорной элементной базе для объектов электроэнергетики, нефтегазового комплекса и других отраслей промышленности. Все выпускаемые предприятием

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

комплектные устройства релейной защиты и автоматики адаптированы к применению в составе АСУ ТП.

ООО НПП «ЭКРА» является головным предприятием Группы компаний ЭКРА, объединяющей региональные дилерские и сервисные центры, проектирующие и инжиниринговые организации для оперативного взаимодействия с заказчиками и решения комплексных задач в электроэнергетике от проектирования до сдачи энергообъекта «под ключ».

Деятельность ООО НПП «ЭКРА» включает в себя:

- научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки;
- проектные работы;
- производство;
- заводские испытания;
- шеф-наладку на объекте;
- обучение;
- гарантийное и сервисное обслуживание.

Предприятие выпускает на собственной производственной базе:

- микропроцессорные комплектные устройства защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор любых мощностей для электростанций;
- микропроцессорные комплектные устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанционного оборудования 6-750 кВ;
- устройства противоаварийной автоматики энергосистем;
- цифровые аварийные осциллографы;
- программно-технический комплекс (ПТК) для АСУ ТП энергообъектов;
- системы оперативного постоянного тока;
- щиты собственных нужд;
- низковольтные комплектные устройства (НКУ);
- устройства плавного пуска и регулирования скорости электродвигателей напряжением 6-10 кВ мощностью до 25 МВт;
- преобразователи частоты для электродвигателей 6-10 кВ;
- статический возбудитель для синхронных двигателей мощностью до 12,5 МВт;
- шкафы систем связи.

Система менеджмента качества НПП «ЭКРА» сертифицирована на соответствие международному стандарту ISO 9001:2008. Выпускаемые предприятием устройства аттестованы для применения на энергообъектах ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть».

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

5.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ

Рассмотрим общие требования к РЗА линий 10 кВ из ПУЭ.

Выбор видов РЗА для объектов главной схемы ПС или ГПП осуществляется по ПУЭ и уточняется по нормативным документам фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Рассмотрим примеры выбора видов РЗА для различных электроэнергетических объектов.

5.3.1 Кабельная линия 10 кВ

Выполнение КЛ 10 кВ показано на рисунке 5.1 – выполнение КЛ 10 кВ.

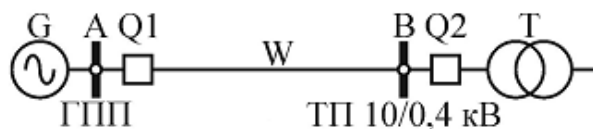


Рисунок 5.1 – выполнение КЛ 10 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.91 [9] на линиях 3...10 кВ должны быть предусмотрены устройства РЗ от многофазных КЗ и от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

По требованиям надежности на линиях однорелейная схема (восьмерка) не применяется, следовательно, могут использоваться двухрелейная схема (неполная звезда) или трехрелейная схема (неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе). Фирма-изготовитель ООО НПП «ЭКРА» микропроцессорные (МП) устройства РЗА на напряжение 6...35 кВ выпускает трехрелейные терминалы, которые могут измерять ток во всех трех фазах, в этом случае предпочтительнее схема неполной звезды с дополнительным реле.

В соответствии с пунктом 3.2.93 [9] на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, то есть токовая отсечка (ТО) и максимальная токовая защита (МТЗ) с зависимой или независимой выдержкой времени.

Выбор вида МТЗ производится исходя из целесообразности, так как все современные МП устройства РЗА могут в зависимости от настроек работать с зависимой или независимой выдержкой времени. При отказе защиты трансформатора ТП другого резерва, кроме защиты линии ближе нет, кроме того при КЗ за трансформатором, ток по линии мал, выдержка времени в случае выполнения МТЗ линии зависимой будет неоправданно высокой, следовательно целесообразнее выбрать на линии МТЗ с независимой выдержкой времени.

В соответствии с пунктом 3.2.97 [9] селективная защита от ОЗЗ выполняется с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП).

Селективные защиты ускоряют отыскание поврежденного элемента при ОЗЗ, но требуют установки токовой или направленной защиты от ОЗЗ на каждом

присоединении, кроме того в ячейках КРУ должны быть установлены ТТНП (торы или «бублики»), что удорожает реализацию защиты. Так как селективная сигнализация требуется по соображениям безопасности, то её установка обязательна.

Устройства МП защиты фирмы ООО НПП «ЭКРА» оснащены дополнительным токовым входом I_N для подключения ТТНП и несколькими ступенями токовой защиты от ОЗЗ с зависимыми или независимыми выдержками времени. Таким образом, реализация токовой защиты от ОЗЗ не требует дополнительных расходов (все ячейки КРУ так же оснащаются ТТНП).

Однако токовые защиты от ОЗЗ обеспечивают селективность только при большом количестве КЛ отходящих от секций шин 10 кВ. Так как КЛ на секцию меньше пяти, то токовая защита от ОЗЗ не обеспечит требуемую чувствительность, поэтому селективная защита от ОЗЗ выполнена направленной.

В соответствии с пунктом 3.2.18 [9] в КРУ 10 кВ УРОВ установка не требуется. Однако все современные МП устройства РЗА оснащены функцией УРОВ в базовых конфигурациях, её применение не увеличивает стоимость проекта и желательно к реализации.

В соответствии с пунктом 3.3.2 [9] устройства АПВ не требуется.

Проанализировав требования ПУЭ, переходим к НТП ПС.

В соответствии с пунктом 9.14.4 [6] на отходящих линиях 6...35 кВ необходимо предусматривать:

- 1) максимальную токовую защиту (МТЗ);
- 2) токовую отсечку (ТО);
- 3) защиту от замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- 4) дуговую защиту (ЗДЗ);
- 5) АПВ (для ВЛ);
- 6) УРОВ.

В соответствии с пунктом 9.14.5 [6] защита от дуговых замыканий (ЗДЗ) должна выполняться с контролем тока.

В соответствии с пунктом 9.14.6 [6] на линиях питающих внешних потребителей, должна предусматриваться селективная сигнализация при ОЗЗ.

Требования НТП к РЗА линий в целом аналогичны требованиям ПУЭ, но более строгие. Обязательно к установке УРОВ, указана дополнительная, неэлектрическая дуговая защита. На линиях к внешним потребителям требуется установка селективной защиты от ОЗЗ.

ЗДЗ представляет собой эффективную неэлектрическую быстродействующую, селективную защиту отключения дуговых КЗ в ячейках КРУ.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Таблица 16 – Виды исполнения РЗА на КЛ 10 кВ

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
ТО	двухфазное, трехрелейное	$t_g = 0$
МТЗ с пуском по напряжению		$t_g = const$
Защита от ОЗЗ	направленная, селективная	на сигнал
УРОВ	интегрировано в терминал РЗА	на отключение ВВ и СВ
ЗДЗ	датчик дуги	с контролем тока ВВ

5.3.2 Вводной выключатель 10 кВ

Отдельных требований к РЗА вводных выключателей ПУЭ не содержит, поэтому сразу переходим к НТП.

В соответствии с пунктом 9.14.1 [6] на вводных выключателях РУ необходимо предусматривать:

- 1) МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;
- 2) ЗДЗ;
- 3) ЗМН;
- 4) УРОВ.

Так как силовой трансформатор ПС имеет мощность более 6,3 МВА, на нем устанавливается ДЗТ, что требует установки в ячейках ВВ НН ГПП трех ТТ. В этом случае МТЗ ВВ выполняется трехфазной трехрелейной.

Для удешевления терминалов РЗА ВВ контроль напряжения для реализации МТЗ с пуском по напряжению и ЗМН осуществляется терминалами, установленными в ячейках ТН.

Виды РЗА ВВ ГПП представлены в Таблице 17.

Таблица 17 – Виды РЗА ВВ ГПП

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ с пуском по напряжению	Трехфазное, трехрелейное	$t_g = const$
ЗМН	ПО напряжения в терминале	На отключение ВВ
УРОВ	Интегрировано в терминал РЗА	На отключение выключателя со стороны ВН трансформатора
ЗДЗ	3 датчика дуги	С контролем тока ввода

5.3.3 Секционный выключатель 10 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.129 [9] на секционном выключателе 3...35 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

В соответствии с пунктом 3.2.30 [9] на СВ устанавливается АВР.

В соответствии с пунктом 9.14.2 [6] на СВ необходимо предусматривать:

- 1) МТЗ;
- 2) ЗДЗ;
- 3) АВР.

Хотя УРОВ СВ не предусмотрено требованиями НТП, устройство УРОВ интегрированы во все современные МП терминалы РЗА и их применение не удорожает защиту, повышая надежность электроснабжения.

Виды РЗА СВ ГПП представлены в Таблице 18.

Таблица 18 – Виды РЗА СВ ГПП

Виды РЗА	Исполнение	Примечание
МТЗ	Двухфазное, трехрелейное	$t_g = const$
ЗДЗ	3 датчика дуги	С контролем тока вводов
АВР	Реализуется совместным действием вводных терминалов и терминалов ТН	–
УРОВ	Интегр. в терминал	На отключение ВВ

5.3.4 Шины 10 кВ

В соответствии с пунктом 9.10.1 [6] так как шины 6...10 кВ ГПП размещены в КРУ, устройства АПВ не предусматриваются.

В соответствии с пунктом 3.3.79 [9] на шинах ГПП устанавливаются устройства АЧР и по пункту 3.3.81 [9] устройства ЧАПВ.

В соответствии с пунктом 9.14.3 [6] на каждой секции шин 6...35 кВ должна быть предусмотрена:

- ЗДЗ;
- логическая защита шин (ЛЗШ);
- УКИ.

ЛЗШ предназначена для ускорения отключения КЗ на шинах НН ПС, в том случае, если не применяется дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Виды РЗА шин НН ГПП представлены в Таблице 19 – Виды РЗА шин НН ГПП.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

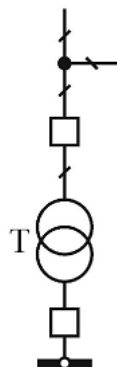


Рисунок 5.2 – трансформатор 110/10, включенный на стороне ВН через один выключатель

В соответствии с пунктом 3.2.51 [9] для двухобмоточных трансформаторов мощностью свыше 6,3 МВА напряжением стороны ВН 110 кВ необходимо предусмотреть защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных КЗ в обмотке и на выводах ВН (присоединенных к сети с глухо или эффективно заземленной нейтралью);
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) ОЗЗ на стороне НН (с изолированной или компенсированной нейтралью).

В данном случае от данного вида повреждений защищать трансформатор не требуется.

В соответствии с пунктом 3.2.53 [9] для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Так как все современные мощные трансформаторы напряжением 110 кВ оснащены устройством РПН, то для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле.

В соответствии с пунктом 3.2.54 [9] на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени, действующая на отключение всех выключателей трансформатора.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с пунктом 3.2.55 [9] ДЗТ должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса.

ДЗТ должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

В соответствии с пунктом 3.2.59 [9] на понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ предусматривается МТЗ с комбинированным пуском напряжения.

В соответствии с пунктом 3.2.60 [9] МТЗ от внешних многофазных КЗ на двухобмоточных трансформаторах следует устанавливать со стороны основного питания.

В соответствии с пунктом 3.2.63 [9] при необходимости резервирования отключения замыканий на землю на смежных элементах на трансформаторах должна быть предусмотрена токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от внешних замыканий на землю подсоединенная со стороны заземленной обмотки.

В соответствии с пунктом 3.2.69 [9] на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более следует предусматривать ЗП, с действием на сигнал на ПС с постоянным дежурством персонала.

В соответствии с пунктом 3.3.26 [9] устройствами АПВ должны быть оборудованы все одиночные понижающие трансформаторы.

В соответствии с пунктом 3.3.61 [9] трансформаторы с РПН должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

В соответствии с пунктом 3.2.18 [9] на выключателях 110 кВ и выше предусматриваются устройства УРОВ.

Рассмотрим требования НТП к РЗА трансформаторов с обмоткой ВН110 кВ.

В соответствии с пунктом 9.7.2 [6] газовые (струйные) реле должны действовать через терминал ДЗТ и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

В соответствии с пунктом 9.7.3 [6] резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

Рассмотрим типовые технические требования к устройствам РЗА трансформаторов 110 кВ.

В соответствии с пунктом 4 [10] на трансформаторе 110 (220) кВ устанавливаются следующие комплекты РЗА:

- 1 комплект – основная защита трансформатора (ДЗТ);
- 2 комплект – резервные защиты ВН (ТО, МТЗ, ЗП, подключение газового и струйного реле);
- 3 комплект – ДЗО ВН, при наличии ошиновки ВН;
- 4 комплект – автоматика РПН;

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

– 5 комплект – автоматика и управление выключателем (АУВ) ВН: дистанционное управление выключателем, контроль состояния выключателя, привода, АПВ, УРОВ.

Основная и резервная защиты трансформатора выполняются отдельными терминалами РЗА, допускается их объединение в составе одного шкафа. Допускается интеграция автоматики РПН в состав резервного терминала трансформатора, допускается интеграция АУВ ВН в состав резервного терминала при одном выключателе на стороне ВН.

Пример возможного размещения РЗА трансформаторов представлен на рис. 5.3.

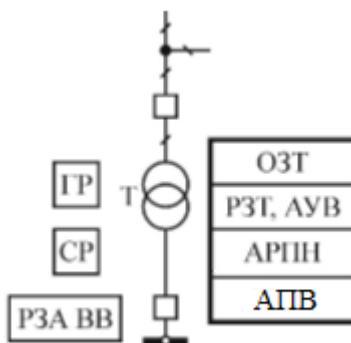


Рисунок 5.3 – вариант размещения защит трансформатора с одним выключателем на стороне ВН

Для трансформатора с одним выключателем на стороне ВН выбрано размещение четырех терминалов РЗА основной защиты трансформатора (ОЗТ), резервной защиты трансформатора с интегрированной АУВ (РЗТ, АУВ), автоматики РПН (АРПН) в одном шкафу и АПВ. Газовая защита трансформатора и струйная защита отсека РПН реализованы газовым (ГР) и струйным реле (СР) соответственно. Терминал РЗА ячейки ввода КРУ НН (РЗА ВВ) может считаться резервной защитой стороны НН трансформатора.

Виды РЗА силового двухобмоточного трансформатора 110 кВ представлены в Таблице 21. Данные виды РЗА соответствуют общими требованиями.

Таблица 21 – Виды РЗА силового трансформатора 110 кВ

Комплект	Виды РЗА
Основная защита трансформатора (ОЗТ)	Газовая защита
	ДЗТ
	АУВ
Резервная защита трансформатора (РЗТ)	МТЗ
	ТО
	ЗП
	ТЗНП
	АУВ
	АРПН
Автоматика	АПВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

5.4.2 ВЛ 110 кВ

Рассмотрим выбор видов РЗА для ВЛ 110 кВ

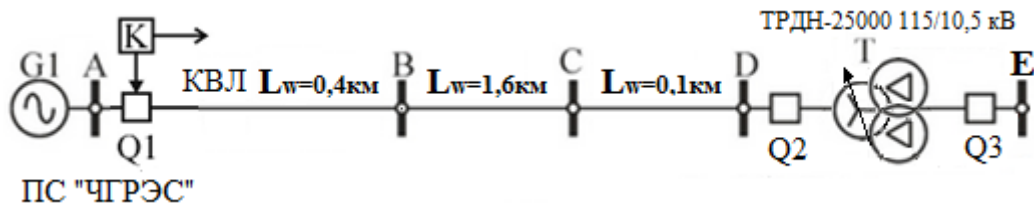


Рисунок 5.4 – подключение видов РЗА

Буквой «К» обозначено место установки защиты, стрелкой направление действия и выключатель, на который осуществляется воздействие.

В соответствии с пунктом 3.2.106 [9] для линий в сетях 110 кВ должно быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ и от однофазных КЗ.

В соответствии с пунктом 3.2.107 [9] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сетях возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

В соответствии с пунктом 3.2.108 [9] для сетей 110 кВ необходимость применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке линии определяется с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы.

В соответствии с пунктом 3.2.110 [9] на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП). Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В соответствии с пунктом 3.3.2 [9] предусматривается АПВ КВЛ напряжением выше 1 кВ.

В соответствии с пунктом 3.3.6 [9] на одиночных ВЛ с односторонним питанием применяются АПВ двукратного действия.

В соответствии с пунктом 3.3.9 [9] на ВЛ с односторонним питанием устанавливаются устройства АПВ без проверки синхронизма.

В соответствии с пунктом 9.9.4 [6] комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ и ТНЗНП. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

В соответствии с пунктом 9.9.5 [6] должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

В соответствии с пунктом 9.9.7 [6] защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

В соответствии с пунктом 9.10 [6] на ВЛ должно предусматриваться трехфазное АПВ (ТАПВ). На ВЛ с односторонним питанием – с двукратным действием. На линиях с односторонним питанием пуск АПВ осуществляется без контроля напряжения и синхронизма (простое АПВ).

В соответствии с пунктом 9.11 [6] на каждом выключателе напряжением свыше 110 кВ должно предусматриваться УРОВ с пуском от защит присоединений. УРОВ должно быть реализовано ступенчатым действием:

1. 1 ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя (УРОВ) на себя;
2. 2 ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Виды РЗА ВЛ 110 кВ представлены в Таблице 22. Данные виды РЗА соответствуют общими требованиями.

Таблица 22 – Виды РЗА ВЛ 110 кВ

Комплект	Виды РЗА
Комплект ступенчатых защит	Дистанционная защита (ДЗ)
	ТЗНП
	ТО
	АУВ
	АПВ
	УРОВ

6 ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ПС «ЗАРЕЧНАЯ» 110/10 КВ И ПИТАЮЩЕЙ ВЛ ПО КАТАЛОГАМ ФИРМЫ-РАЗРАБОТЧИКА ООО НПП «ЭКРА»

Как правило, фирмы-разработчики МП РЗА выполняют терминалы присоединений РУ 6...35 кВ унифицированными комплексными устройствами, предназначенными для выполнения всех необходимых функций релейной защиты, автоматики, местного/дистанционного управления выключателем, измерения, сигнализации, регистрации, осциллографирования, диагностики оборудования, а также необходимых блокировок ячеек КСО, КРУ, КРУН, КТП, на панелях и шкафах, расположенных в релейных помещениях и пультах управления.

Выбору подлежат серия, тип и типоразмер терминала РЗА. Если у фирмы больше чем одна серия терминалов для присоединений 6...35 кВ, то выбирается последняя по году разработки серия, или серия оптимальная по техническим возможностям.

Типоразмер терминала полностью определяет состав аппаратной и функциональной части устройства для заказа у поставщика или фирмы-изготовителя.

Серии терминалов выбираются по сайтам фирм-разработчиков, типы и типоразмеры по каталогам оборудования, предоставляемых для свободного доступа на сайтах изготовителей или поставщиков.

Рассмотрим выбор типоразмеров терминалов РЗА для отдельных присоединений производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

6.1 КЛ 10 кВ

Рассмотрим выбор терминала РЗА для КЛ производства ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для КЛ поставляются терминалы типа БЭ2502А01.

Перечислим функции типа терминала для РЗА линий БЭ2502А01:

- трехступенчатая МТЗ от междуфазных повреждений;
- защита от ОЗЗ (направленная);
- УРОВ;
- ЗДЗ;
- двукратное АПВ выключателя;
- АУВ;
- АЧР с ЧАПВ;
- ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению;
- ИО направления мощности нулевой последовательности;
- ИО направления мощности МТЗ;
- ИО напряжения обратной последовательности;
- ЗНР;

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Сигнал «вызов в ячейку» используется при срабатывании одной из степеней защиты терминала и эквивалентен действию электромагнитного указательного реле или блинкера. Информация о виде защиты, подавшей команду на отключение выключателя, представляется светодиодами на передней панели терминала.

Сигнал «неисправность» подается при обнаружении любого вида неисправности обнаруженной системой внутреннего самоконтроля.

Сигнал об отключении выдается при действии терминала на отключение выключателя.

6.2 Вводной выключатель 10 кВ

Рассмотрим выбор терминала РЗА рабочего ввода НН ГПП производства фирмы ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ввода поставляются терминалы типа БЭ2502А03.

Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- ЗНР;
- ЗМН;
- УРОВ;
- АПВ;
- АУВ;
- АВР.

Все требуемые виды защит для рабочего ввода приведены в Таблице 17 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно.

Для терминала рабочего ввода БЭ2502А03 доступны четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение БЭ2502А0301-2701 УХЛ3.1. Для терминала резервного ввода выбираем типоисполнение БЭ2502А0307-2701 УХЛ3.1 Терминал оснащен 24 дискретными входами и 19 выходами.

В Таблице 24 перечислены дискретные входы/выходы терминала ВВ.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Таблица 24 – Дискретные входы/выходы терминала ВВ

Входы		Выходы	
№ п/п	Назначение	№ п/п	Назначение
1	от ключа включить	1	команда отключить
2	от ключа отключить	2	команда включить
3	наличие оперативного тока	3	реле фиксации команды 1
4	реле положения включено	4	реле фиксации команды 2
5	реле положения отключено	5	вызов в ячейку
6	отключение от ЗДЗ	6	неисправность
7	блокировка ЛЗШ	7	УРОВ
8	внешнее отключение	8	сигнал об отключении
9	пуск МТЗ по напряжению	9	ввод в работе
10	местное/дистанционное	10	Включение СВ по АВР
11	сброс состояния	11	пуск МТЗ
12	отключение от ЗМН с АВР		
13	запрет включения		

6.3 Секционный выключатель 10 кВ

Рассмотрим выбор терминала РЗА СВ НН ГПП производства ООО НПП «ЭКРА».

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6–35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для СВ поставляются терминалы типа БЭ2502А02.

Терминалы типа БЭ2502А02 осуществляют следующие функции защит и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АУВ;
- АВР;
- ЗНР.

Все требуемые виды защит для КЛ приведены в Таблице 18 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно для реализации РЗА ячейки КРУ секционного выключателя.

Для терминала БЭ2502А02 доступны четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер БЭ2502А0201-2702 УХЛЗ.1. Терминал подключается по аналоговых цепям только к ТТ, оснащен 24 дискретными входами и 19 выходами.

В Таблице 25. перечислены дискретные входы/выходы терминала СВ.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 25 – Дискретные входы/выходы терминала СВ

Входы		Выходы	
№ п/п	Назначение	№ п/п	Назначение
1	от ключа включить	1	команда отключить
2	от ключа отключить	2	команда включить
3	наличие оперативного тока	3	реле фиксации команды 1
4	реле положения включено	4	реле фиксации команды 2
5	реле положения отключено	5	вызов в ячейку
6	отключение от ЗДЗ	6	неисправность
7	Блокировка ЛЗШ	7	УРОВ ВВ 1
8	Внешнее отключение	8	УРОВ ВВ 2
9	местное/дистанционное	9	сигнал об отключении
10	сброс состояния	10	срабатывание АВР
11	ввод № 1 в работе		
12	ввод № 2 в работе		
13	включение СВ по АВР		

6.4 Трансформатор со стороны ВН 110 кВ, мощностью 25 МВА

Рассмотрим выбор типоразмера РЗА для двухобмоточного трансформатора ТРДН 25000/110 от ООО НПП «ЭКРА».

Из каталога [11] выбираем шкаф защиты трансформатора и автоматики управления выключателем ШЭ 2607 041073, который предназначен для основной и резервной защиты трансформатора с высшим напряжением 110 кВ и автоматики управления трансформаторным выключателем стороны ВН.

Для шкафа ШЭ 2607 041073 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ 2607 041073-27Е1УХЛ4 (терминал БЭ2704V041).

Шкаф ШЭ 2607 041073 состоит из двух комплектов (комплекты А1 и А2). Комплект А1 реализует следующие функции:

- дифференциальную токовую защиту (ДЗТ);
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП ВН);
- максимальную токовую защиту стороны ВН, СН, НН1, НН2 с пуском по напряжению (МТЗ ВН, СН, НН1, НН2);
- защиту от перегрузки (ЗП);
- токовые релю для пуска АО;
- реле минимального и максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2 для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- блокировку РПН при перегрузке по току и понижению напряжения сторон СН, НН1 и НН2;

6.5 Линия 110 кВ

Рассмотрим выбор типоразмера для ВЛ с односторонним питанием 110 кВ подсоединенной к РУ одним выключателем от ООО НПП «ЭКРА».

Из каталога [11] выбираем шкаф ШЭ 2607 011 защиты линии и автоматики управления линейным выключателем, который предназначен в качестве резервной или единственной защиты линии напряжением 110-220 кВ и автоматики управления линейным выключателем.

Для шкафа ШЭ 2607 011 доступны всего четыре типоразмера, на номинальное напряжение от 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоразмер ШЭ 2607 011-27E1УХЛ4 (терминал БЭ2704V011).

Шкаф ШЭ 2607 011 состоит из одного комплекта, который реализует следующие функции:

- ДЗ;
- ТНЗНП;
- ТО;
- АУВ;
- АПВ;
- УРОВ;
- АРПТ;
- МТЗ.

Все требуемые виды защит для ВЛ 110 кВ приведены в Таблице 22 и из списка видно, что выполняемых терминалом функций более чем достаточно.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

7 РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА

7.1 Ячейка КРУ выключателя к ТП

Произведем выбор уставок МП РЗА терминала КЛ питающей ТП. Типоисполнение устройства РЗА БЭ2502А0103-27Е1 УХЛ3.1, производство ООО НПП «ЭКРА». Схема сети и некоторые исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 7.1.

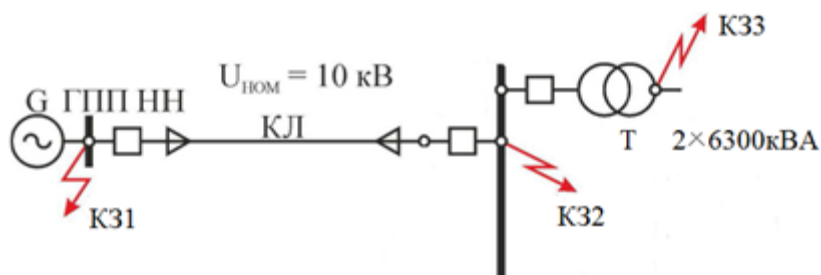


Рисунок 7.1 – КЛ питающая ТП

Значения ТКЗ в точках, указанных на рисунке 7.1, представлены в таблице 26.

Таблица 26 – значения ТКЗ в точках КЗ1, КЗ2, КЗ3

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках КЗ1, КЗ2, КЗ3, приведенное к стороне 10 кВ, [А]		
	КЗ1	КЗ2	КЗ3
Максимальный режим	7477	4792	58393
Минимальный режим	5556	4980	56519

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [12]. Так как методика расчета для МП терминалов РЗА 6...35 кВ фирмы ООО НПП «ЭКРА» присутствуют на сайте ОАО «ФСК ЕЭС», то воспользуемся ей [13].

7.1.1 Токовая отсечка КЛ к ТП

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{с.о.1} \geq k_H \cdot I_{кз.макс.кз.2}^{(3)} \quad (7.1)$$

где k_H – коэффициент надежности по [13] принимаем равным 1,2.

Подставим числовые значения в формулу 7.1, получим

$$I_{c.o.1} \geq 1,2 \cdot 4792 = 5750,4 \text{ (A)}.$$

Рассмотрим расчет тока срабатывания отсечки по второму условию, отстройке от бросков тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов нагрузки и пусковых токов двигателей:

$$I_{c.o.2} \geq k_H \cdot \sum I_{T.ном}, \quad (7.2)$$

где k_H – коэффициент надежности, учитывающий БТН, для быстродействующих устройств РЗ принимается 5.

В руководстве по эксплуатации терминала БЭ2502А0103 [12] написано, что с целью отстройки от пусковых токов при электродвигательной нагрузке для первой ступени предусмотрен режим работы с заглублением уставки.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{T.ном} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T.ном.вн}};$$

$$I_{T.ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,7 \text{ (A)}.$$

Подставим числовые значения в формулу 7.2, получим

$$I_{c.o.2} \geq 5 \cdot (2 \cdot 363,7) = 3637 \text{ (A)}.$$

Так как ток срабатывания, рассчитанный по первому условию, больше тока, рассчитанного по второму условию, то берем ток срабатывания больший и рассчитываем фактический ток срабатывания:

$$I_{c.o.ф} = \frac{I_{c.o.2}}{2} = \frac{5750,4}{2} = 2875,2 \text{ (A)}.$$

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.мин.кз.2}}^{(3)}}{I_{c.o.ф.}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4980}{2875,2} \cdot 1 = 1,51 \geq 1,5.$$

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$I_{c.3.2} = 1,1 \cdot \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 560 \text{ (A)}.$$

Окончательный ток срабатывания МТЗ КЗ принимается большим по двум условиям, то есть 3018,4 А.

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{ч.озд} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин.кз.2}^{(3)}}{I_{c.3}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)};$$

$$k_{ч.озд} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{4980}{3018,4} \cdot 1 = 1,43 \leq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности меньше нормативного в ОЗД, поэтому требуется пуск МТЗ по напряжению. Ток срабатывания в этом случае допускается не отстраивать от тока самозапуска электродвигателя, то есть $k_3 = 1$, что приводит к существенному снижению тока срабатывания и повышению коэффициента чувствительности.

Подставим числовые значения в формулу 7.3 с учетом $k_3 = 1$, получим

$$I_{c.3.1} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,94} \cdot 727,5 = 928,7 \text{ (A)}.$$

Тогда коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{ч.озд} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{4980}{928,7} \cdot 1 = 4,64 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{ч.рз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз.мин.кз.3}^{(3)}}{I_{c.3}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)};$$

$$k_{ч.рз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{56519}{928,7} \cdot 1 = 52,7 \geq 1,5.$$

МТЗ КЛ обеспечивает нормативную чувствительность в ЗР.

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. По исходным данным КЛ питают РУ с максимальной выдержкой времени 2 с и степень селективности для выключателя и терминала БЭ2505А0103 $\Delta t = 0,3$ с.

В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке К32:

$$t_{\text{МТЗ.кл}} = t_{\text{МТЗ.т}} + \Delta t = 2 + 0,3 = 2,3 \text{ с.}$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)}}{n_T};$$

$$I_{\text{МТЗ.2}} = \frac{560 \cdot 5}{750} \cdot 1 = 3,73 \text{ (А)}.$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А0103 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}}$ равного 5 А:

$$I_{\text{МТЗ.2.о.е.}} = \frac{I_{\text{МТЗ.2}}}{I_{2.\text{НОМ.ТТ}}} = \frac{3,73}{5} = 0,74.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон $(0,2 \dots 40) \cdot I_{\text{НОМ}}$, А по каталогу [12].

Таблица 27 – уставки МТЗ КЛ к ТП

Уставки защиты	Значение
I_p	3,73 А
$T I_p$	2,3 с

7.1.3 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [13]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0,05 \cdot I_{\text{кл.ном}} = 0,05 \frac{S_{\text{кл.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$I_{\text{уров.2}} = 0,05 \cdot \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,87 \text{ (А)}.$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А0103 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.ном.тт}$ равного 5 А:

$$I_{уров.2.о.е.} = \frac{I_{уров.2}}{I_{2ном.тт}} = \frac{0,87}{5} = 0,174.$$

Минимальная возможная уставка о.е. равна 0,07, следовательно ток срабатывания УРОВ проходит.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в.т} + t_{в.уров} + t_{п.уров} + t_{зап} = 0,065 + 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,22 \text{ с.}$$

Время возврата УРОВ $t_{в.уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{п.уров}$ взяты из [13]. По рекомендациями [13] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с.

Таблица 28 – уставки УРОВ

Уставки защиты от КЗ (МТЗ)	Значение
I> УРОВ	0,174 А
T откл	0,3 с

7.2 Трансформатор 110/10 кВ

7.2.1 Дифференциальная защита трансформатора ТРДН-25000/110

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТРДН-25000/110.

Расчет параметров производится по руководящим указаниям [14] для реле ДЗТ-21, принцип работы и характеристики которого аналогичны МП ДЗТ, несмотря на то, что ДЗТ-21 выполнено на ИМС.

Вначале определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон, посчитанным по номинальным токам с учетом возможной перегрузки (140% по умолчанию), и коэффициентов схемы.

Таблица 29 – первичные и вторичные токи защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-110 кВ	НН-10 кВ
$I_{НОМ}$ стороны, соответствующий $S_{НОМ}, А$	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ср}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,68$
Схема ТТ		Y	Δ
$I_{НОМ.П}$ стороны, А	$I_{НОМ.П} = k_n \cdot I_{НОМ}$	$1,4 \cdot 125,5 = 175,7$	$1,4 \cdot 1374,68 = 1924,5$
n_m стороны	$\frac{I_{1.НОМ.ТТ}}{I_{2.НОМ.ТТ}}$	200/5	2000/5
$I_{втор}$ стороны, соответствующий $S_{НОМ}, А$	$\frac{I_{НОМ} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_m}$	$\frac{125,5 \cdot 1 \cdot 5}{200} = 3,1$	$\frac{1924,5 \cdot 1 \cdot 5}{2000} = 4,8$

По каталогу [15] выбираем трансформатор тока ТВ-110. Первичный номинальный ток ТТ $I_{1.НОМ.ТТ} = 200 А$.

Определим по [14] в о.е. минимальный ток срабатывания:

$$I_{с.р.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.нач}, \quad (7.5)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, соответствует рекомендациям фирмы и равный 1,3;

$I_{нб.нач}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{нб.нач} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{нач.торм}, \quad (7.6)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ, равен 1;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 2;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ, равен 0,1, так как используемые трансформаторы с классом 10Р;

ΔU – относительная погрешность, обусловленная РПН;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принята равной 0,02;

$I_{нач.торм}$ – расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям принимаем 0,6 о.е.

Подставим числовые значения в формулу 7.33, получим

$$I_{нб.торм.нач} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 0,6 = 0,228 \text{ (о.е.)}$$

Подставим числовые значения в формулу 7.5, получим

$$I_{с.р.мин} = 1,3 \cdot 0,228 = 0,296 \text{ (о.е.)}$$

Уставка по минимальному току срабатывания входит в допустимый диапазон (0,02...1,00) по [16].

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН составляет 7477 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.

$$I_{кз.макс} = I_{кз.макс.зат1} \cdot \frac{U_{ср.ном.нн}}{U_{ср.ном.вн}} \cdot \frac{1}{I_{ном.вн}}; \quad (7.7)$$

$$I_{кз.макс} = 7477 \cdot \frac{10,5}{115} \cdot \frac{1}{125,5} = 5,44 \text{ о.е.}$$

Максимальный ток небаланса при токе $I_{кз. макс}$:

$$I_{ср.макс} = K_{отс} \cdot (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U + \Delta f_{выр}) \cdot I_{кз.макс}; \quad (7.8)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [16].

$$I_{ср.макс} = 1,1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 5,44 = 2,27 \text{ (о.е.)}$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_T \geq \frac{I_{с.р.макс} - I_{с.р.мин}}{I_{кз.макс.} - I_{нач.торм}}; \quad (7.9)$$

$$k_T \geq \frac{2,27 - 0,296}{5,44 - 0,66} = 0,41.$$

Посчитанный коэффициент торможения укладывается в допустимый диапазон (0,2...0,7) о.е.

Ток торможения блокировки:

$$I_{т.бл.} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр.} \cdot I_{ном.}; \quad (7.10)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [16];

$K_{пред.нагр}$ - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, примем равным 0,9.

$$I_{ном} = \frac{I_{ном.вн}}{I_{втор} \cdot n_T} = \frac{125,5}{3,1 \cdot 200 / 5} = 1 \text{ о.е.};$$

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 5556 А. Приведем значение ТКЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{\text{кз.т}} = I_{\text{кз.мин.заТ1}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{k_{\text{от.ч.сх}}}{I_{\text{ном.вн}}}; \quad (7.12)$$

$$I_{\text{кз.т}} = 5556 \cdot \frac{10,5}{115} \cdot \frac{1}{125,5} = 4,04 \text{ о.е.}$$

Так как $I_2 = 0$, то $I_T = 0$, поэтому при расчете $k_{\text{ч}}$ берем $I_{\text{с.р.мин}}$:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.т}}}{I_{\text{ср.мин}}}; \quad (7.13)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{4,04}{0,296} = 13,65 > 2.$$

7.2.2 Токовая отсечка трансформатора ТРДН 25000/110

Ток срабатывания токовой отсечки по условию отстройки от максимального ТКЗ за трансформатором:

$$I_{\text{с.о.1}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{кз.макс.вн.110}}^{(3)}, \quad (7.14)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности принимаем равным 1,1.

$$I_{\text{с.о.1}} \geq 1,1 \cdot 823 = 905,3 \text{ (А)}.$$

По второму условию ток срабатывания отсечки отстраивается от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{с.о.2}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{т.раб.макс}}, \quad (7.15)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности без замедления ТО и без автоматического удвоения уставки ТО при включении выключателя трансформатора по [17] принимается равным 6;

$I_{\text{т.раб.макс}}$ – рабочий максимальный ток трансформатора.

Подставим числовые значения в формулу 7.15, получим

$$I_{\text{с.о.2}} \geq 6 \cdot 175,7 = 1054,2 \text{ (А)}.$$

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

За окончательное значение тока срабатывания ТО принимается большее из двух значений:

$$I_{c.o} = \max \{I_{c.o1}; I_{c.o2}\} = \max \{905,3; 1054,2\} = 1054,2 \text{ (A)}.$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{c.o.втор} = \frac{I_{c.o}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)};$$

$$I_{c.o.втор} = \frac{1054,2 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 26,35 \text{ (A)}.$$

Чувствительность ТО проверяется при трехфазном КЗ в максимальном режиме на выводах ВН трансформатора:

$$k_u = \frac{I_{кз.макс.вн}^{(3)}}{I_{c.o.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)},$$

$$k_u = \frac{7477}{1054,2} \cdot 1 = 7,1 \geq 1,2.$$

Уставку по времени ТО принимаем минимально возможную 0 с.

Таблица 30 – уставки ТО трансформатора 115/11 кВ

Уставки защиты	Значение
I>>>	26,35 А
T I>>>	0 с

7.2.3 Максимальная токовая защита трансформатора ТРДН 25000/110
Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{с.зап}}{k_B} I_{T.раб.макс} \quad (7.16)$$

где k_H – коэффициент надежности равный 1,1;

$k_{с.зап}$ – коэффициент самозапуска равный 1,3;

k_B – коэффициент возврата равный 0,9.

Подставим числовые значения в формулу 7.16, получим

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,9} \cdot 175,7 = 279,17 \text{ (A)}.$$

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{c.3.2} = \frac{I_{c.3}}{n_T} k_{CX}^{(3)};$$

$$I_{c.3.2} = \frac{279,17 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 6,98 \text{ (A)}.$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ укладывается в допустимый диапазон 0,50...20,00.

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ОЗД на выводах НН трансформатора:

$$k_{ч.озд} = \frac{I_{кз.мин.нн.110}^{(3)}}{I_{c.3}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)};$$

$$k_{ч.озд} = \frac{555,6}{279,17} \cdot 1 = 1,9 \geq 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение. Пуск по напряжению для МТЗ не требуется.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования за трансформатором 10/0,4 кВ.

$$k_{ч.пз} = \frac{I_{кз.мин.тр.10/0,4}^{(3)}}{I_{c.3}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)};$$

$$k_{ч.пз} = \frac{56,519}{279,17} \cdot 1 = 0,20 \leq 1,5.$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР в конце КЛ к ТП:

$$k_{ч.пз} = \frac{I_{кз.мин.кл}^{(3)}}{I_{c.3}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)};$$

$$k_{ч.пз} = \frac{453,1}{279,17} \cdot 1 = 1,62 \geq 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ представлена на рисунке 7.3.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

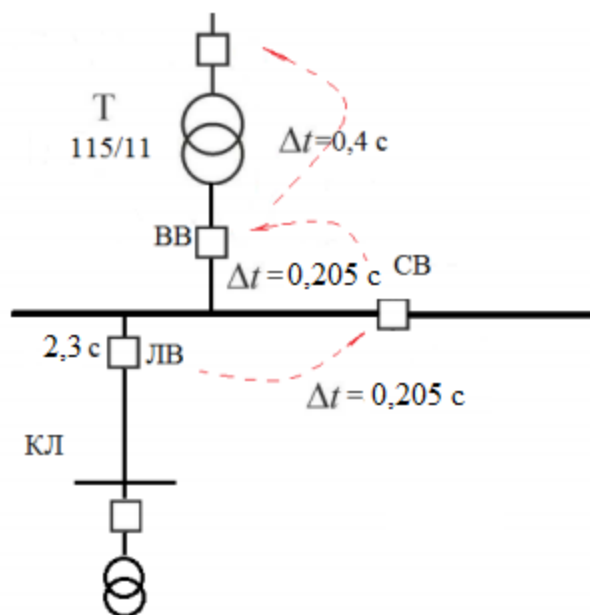


Рисунок 7.3 – выдержка времени МТЗ

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала силового трансформатора необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ терминала и МТЗ ВВ, между ВВ и СВ и между СВ и КЛ.

$$\Delta t_{с.в.} = t_{мтз.кл.} + \Delta t = 2,3 + \Delta t;$$

$$\Delta t = t_{откл.кл.} + t_{погреш.св} + t_{погреш.кл} + t_{возв.мтз.св} + t_{зап}, \quad (7.17)$$

где $t_{откл.кл.}$ – время отключения выключателя КЛ, по данным [8] составляет 0,06 с;

$t_{погреш.св}$ и $t_{погреш.кл}$ погрешность выдержки времени МТЗ КЛ и СВ по данным [16] составит 0,01 с;

$t_{возв.мтз.св}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [16] составит 0,025 с; время запаса примем 0,1 с.

Подставим числовые значения в формулу 7.17, получим:

$$\Delta t = 0,06 + 0,01 + 0,01 + 0,025 + 0,1 = 0,205 \text{ (с)}.$$

Тогда

$$t_{с.в.} = 2,3 + 0,205 = 2,505 \text{ (с)}.$$

Выдержка времени вводного выключателя:

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$I_{с.з.п.вн} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 125,5 = 146,42 \text{ (А)}.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{с.з.п.вн.2} = \frac{I_{с.з.п.вн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)};$$

$$I_{с.з.п.вн.2} = \frac{146,42 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 3,66 \text{ (А)}.$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{с.з.п.нн} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{Т.НОМ.НН};$$

$$I_{с.з.п.нн} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1374,68 = 1603,8 \text{ (А)}.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{с.з.п.нн.2} = \frac{I_{с.з.п.нн}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)};$$

$$I_{с.з.п.нн.2} = \frac{1603,8 \cdot 5}{2000} \cdot 1 = 4 \text{ (А)}.$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1-100) А и ток срабатывания защиты от перегрузки НН тоже укладывается в допустимый диапазон (0,1-10) А.

Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета 9 с [18].

Таблица 32 – уставки защиты от перегрузки трансформатора ТДН 10000/110

Уставки защиты	Значение
Ip	3,66 А
T Ip	9 с

7.2.5 УРОВ трансформатора ТНДН-25000/110

Выберем параметры УРОВ пользуясь [18]. Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{Т.НОМ} = 0,05 \cdot 125,5 = 6,275 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_T} k_{CX}^{(3)};$$

$$I_{уров.2} = \frac{6,275 \cdot 5}{200} \cdot 1 = 0,157 \text{ (А)}.$$

Данное значение укладывается в допустимый диапазон (0,04...2,00).

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в.т} + t_{в.уров} + t_{п.уров} + t_{зап} = 0,065 + 0,022 + 0,025 + 0,1 = 0,212 \text{ с}.$$

По рекомендациям [18] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,25 с.

Таблица 33 – уставки УРОВ трансформатора ТДН 10000/110

Уставка	Значение
I > УРОВ	0,157 А
T откл	0,25 с

7.3 Воздушная линия 110 кВ

7.3.1 Дистанционная защита линий

Параметры МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий считаются в соответствие с методическими указаниями по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций доступными на сайте ФСК ЕЭС, но так как на сайте отсутствуют методические указания для фирмы ООО НПП «ЭКРА», то расчет параметров производится по руководящим указаниям [19]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы ООО НПП «ЭКРА» на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС «ЧГРЭС» рисунок 7.4.

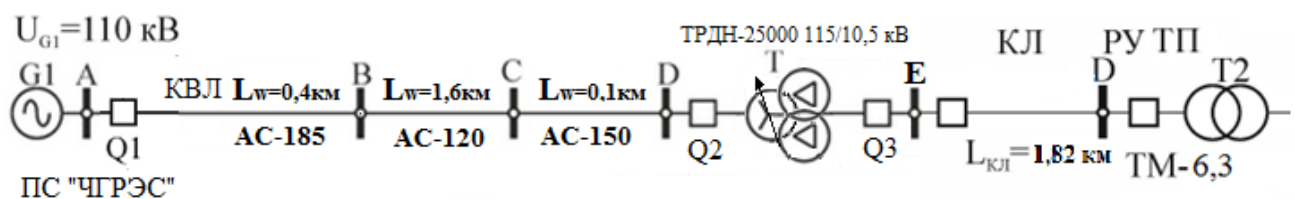


Рисунок 7.4 – Схема для параметрирования ДЗ ВЛ ПС

Сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению строки 2 из табл.8 [19]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{вл} + Z_{Т1}}{1 + \beta + \delta}, \quad (7.19)$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным [19] принимается 0,05;

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, по данным [19] принимается 0,1;

$Z_{вл}$ – сопротивление защищаемой линии;

$Z_{Т1}$ – сопротивление трансформатора ГПП.

При отсутствии точных данных о нагрузке ГПП, максимальная нагрузка ВЛ определяется по мощности трансформатора с учетом нормируемого коэффициента перегрузки.

По исходным данным сечение ВЛ 185, 120, 150 мм². Погонные параметры ВЛ по табл. 3.8 [1] сведены в Таблицу 34.

Таблица 34 – Параметры ВЛ 100 кВ

	АС-185	АС-120	АС-150
r_0 , Ом/км	0,159	0,244	0,204
x_0 , Ом/км	0,413	0,427	0,420
$L_{вл}$, км	0,4	1,6	0,1
$R_{вл}$, Ом	0,0636	0,3904	0,0204
$X_{вл}$, Ом	0,1652	0,6832	0,042
$Z_{вл}$	0,0636+ j0,1652	0,3904+ j0,6832	0,0204+ j0,042
$\sum Z_{вл}$	0,4744+ j0,8904		
$\sum Z_{вл}$	1,01 e ^{j61,95}		

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_{Т1} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{(U_{ном.вл})^2}{S_{ном}};$$

$$Z_{Т1} = \frac{10,57}{100} \cdot \frac{(115)^2}{25} = 55,92 \text{ (Ом)}.$$

Потери короткого замыкания по данным табл. 5.18 [1] 120 кВт, следовательно, активное сопротивление трансформатора:

$$R_{Т1} = \Delta P_K \frac{(U_{ном.вл})^2}{S_{ном}};$$

Для ТТ ТВТ-110 коэффициент трансформации:

$$n_H = \frac{I_{1НОМ}}{I_{2НОМ}} = \frac{600}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{с.з.1.втор} = Z_{с.з.1} \frac{n_T}{n_H};$$

$$Z_{с.з.1.втор} = 49,5 \cdot \frac{600 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 5,4 \text{ (A)}.$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 86,98 градуса. Определим параметры (в первичных величинах) характеристики первой ступени ДЗ линии в виде четырехугольника (Рисунок 7.5).

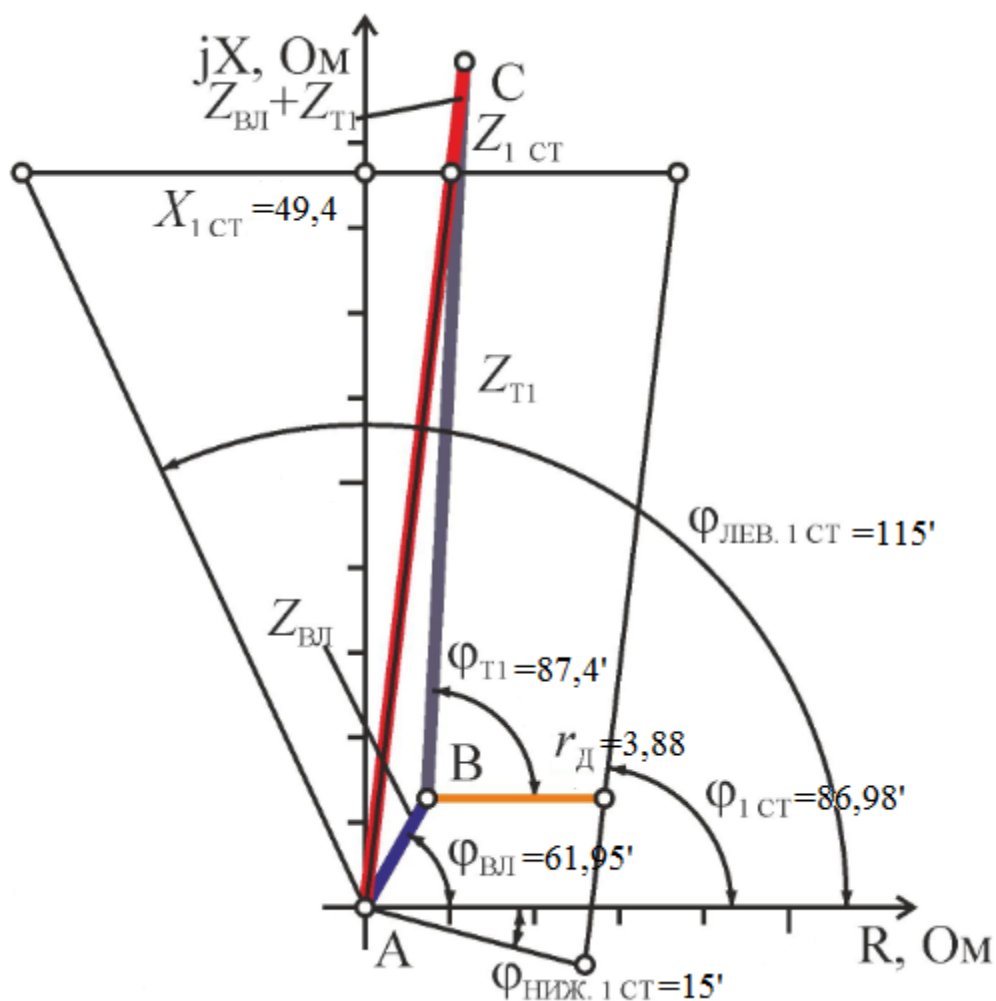


Рисунок 7.5 – Характеристика 1 ступени ДЗ ВЛ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Уставка по оси X характеристики 1 ступени:

$$X_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \sin \varphi_{1.ст}; \quad (7.20)$$

$$X_{1.ст} = 49,5 \cdot \sin 86,98 = 49,4(Ом).$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени:

$$R_{1.ст} = Z_{1.ст} \cdot \cos \varphi_{1.ст}, \quad (7.21)$$

$$R_{1.ст} = 49,5 \cdot \cos 86,98 = 2,61(Ом).$$

Уставка по оси R характеристики первой ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [19] определяется как:

$$r_{д.макс} = \frac{\Delta U_{д}}{I_{кз.мин.вл}^{(2)}}; \quad (7.22)$$

где $\Delta U_{д}$ – падение напряжения на дуге, кВ.

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot l, \quad (7.23)$$

где l – длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м.

Так как 1 ступень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 110 кВ сечением провода 185 мм² междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [21] составляет 5,5 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{д} = 1,05 \cdot 5,5 = 5,78(кВ).$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{кз.мин.вл}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кз.мин.вл}^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,715 = 1,49(кА),$$

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где $I_{кз.мин.вл}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитан в программе ТОКО.

Сопротивление дуги:

$$r_{д.макс} = \frac{5,78}{1,49} = 3,88(\kappa B).$$

На характеристике первой ступени (рис. 7.5) для большей наглядности сопротивление дуги непропорционально увеличено.

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{вл} + r_{д.макс} = 0,4744 + 3,88 = 4,35(Ом).$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени:

$$R_{1.ст.} = R_{вл} + r_{д.макс} - \frac{X_{вл}}{tg\varphi_{1.ст.}} = 0,4744 + 3,88 - \frac{0,8904}{tg86,98^\circ} = 4,3(Ом).$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (ЭКРА) -15° . Угол наклона левой части характеристики 115° .

Хоть ПС «Заречная» 110/10 кВ ответвительная, т к присоединена глухой отпайкой, но получает электроэнергию от одной электроустановки, поэтому расчет, как для тупиковой ПС. Вторая ступень по руководящим указаниям [19] отсутствует, переходим к расчету параметров третьей ступени.

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по формуле:

$$Z_{с.з.з} = \frac{Z_{самоzap}}{k_n \cdot k_b \cdot \cos(\varphi_{з.ст} - \varphi_{раб})}, \quad (7.24)$$

где $Z_{самоzap}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска электродвигателя;

$\varphi_{з.ст}$ – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с $\varphi_{1.ст.}$;

k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

k_b – коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска $Z_{самоzap}$ может быть определено по выражению:

$$Z_{самоzap} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самоzap} \cdot I_{раб.макс}}, \quad (7.25)$$

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска электродвигателя, может быть принято равным $0,8 \dots 0,9 U_{\text{РАБ.МИН}}$;

$k_{\text{самозап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске электродвигателя, ориентировочно равен $1,5 \dots 2,0$;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Для тупиковых линий $I_{\text{раб.макс}}$ определяется по рабочему максимальному току трансформатора, который определяется по номинальному току с учетом коэффициента перегрузки, следовательно, $I_{\text{раб.макс}} = 175,5 \text{ А}$.

Подставим числовые значения в формулу 7.25, получим:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{92000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 175,5} = 151 \text{ (Ом)}.$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с $\cos\% = 0,89$, то в нормальном режиме угол не может превысить 28° .

Подставим числовые значения в формулу 7.24, получим:

$$Z_{\text{с.з.з}} = \frac{151}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(86,98^\circ - 28^\circ)} = 232,67 \text{ (Ом)}.$$

Выдержка времени третьей ступени ДЗ отстраивается от выдержки времени МТЗ трансформатора ГПП:

$$t_{\text{зст.дз}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 3,11 + 0,4 = 3,51 \text{ с}.$$

Степень селективности и выдержка времени МТЗ трансформатора рассчитываются по той же методике, что и для токовых защит сети 10 кВ рассмотренной выше. Характеристики выдержки времени – независимые.

Для представления на комплексной плоскости кабельной линии и трансформатора 10 кВ приведем их параметры к стороне 110 кВ.

Коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{ср.вн}}}{U_{\text{ср.вн}}} = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

Погонные параметры линии АСБл-240 $r_0 = 0,129 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$.
Сопротивление КЛ:

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot L_{\text{кл}} = 0,129 \cdot 1,82 = 0,235 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{кл}} = x_0 \cdot L_{\text{кл}} = 0,075 \cdot 1,82 = 0,137 \text{ Ом}.$$

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Приведем активное и индуктивное сопротивления КЛ к стороне ВН:

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot (K_T)^2 = 0,235 \cdot 10,95^2 = 28,2 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{кл}} = x_0 \cdot (K_T)^2 = 0,137 \cdot 10,95^2 = 16,43 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление КЛ:

$$Z_{\text{кл.110}} = 28,2 + j16,43 = 32,64e^{j30,23}.$$

Параметры трансформатора Т2, приведенные к стороне 110 кВ:

$$Z_{T2} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{(U_{\text{ном.вн}})^2}{S_{\text{ном}}};$$

$$Z_{T2} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{(115)^2}{6,3} = 157,44 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление трансформатора явно выходит за пределы характеристики 3 ступени ДЗ линии 110 кВ, поэтому активное и индуктивное сопротивление трансформатора можно не уточнять.

Рисунок 7.6 показан качественно. Третья ступень непропорционально уменьшена, а сопротивление трансформатора Т2 показано не полностью. Из соотношения сопротивлений элементов сети ГПП и характеристик ступеней очевидно, что 3 ступень ДЗ ВЛ охватывает весь трансформатор Т1 110/10 кВ и всю КЛ, отходящую от шин НН ГПП, выполняя функцию дальнего резервирования. При КЗ на стороне НН трансформатора Т2 10/0,4 кВ, чувствительность 3 ступени ДЗ ВЛ недостаточна.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

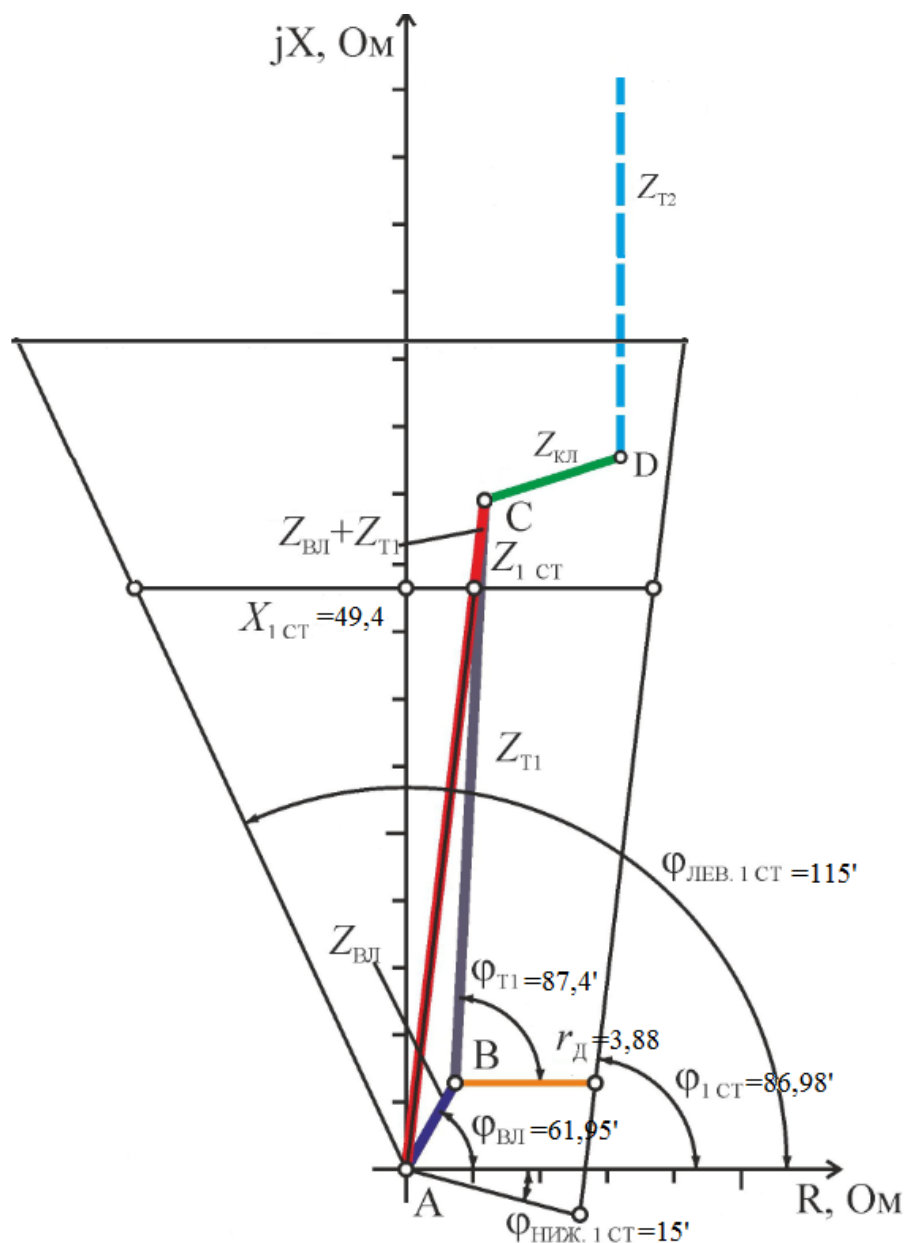


Рисунок 7.6 – характеристика 3 ступени ДЗ ВЛ

7.3.2 Токовая отсечка ВЛ 110 кВ

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{c.o.1} \geq k_H \cdot I_{кз.макс.А.С.}^{(3)}$$

$$I_{c.o.1} \geq 1,2 \cdot 2,424 = 2,91 \text{ (кА)}.$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

7.3.4 АПВ ВЛ 110 кВ

Двукратное АПВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием. Выдержка времени первого цикла АПВ определяется также, как для однократного АПВ.

Выдержка времени АПВ линий с односторонним питанием отвечает двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ ($t_{1\text{АПВ}}$) должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{\text{Г.П.}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (7.26)$$

где $t_{\text{Г.П.}}$ – время готовности привода, которое по [16] равно 1 с;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{Г.П.}}$, которое по [16] равно 0,5 с;

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

$$t_{1\text{АПВ}} \geq t_{\text{Д.}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (7.27)$$

где $t_{\text{Д.}}$ – время деионизации, которое по [16] равно 0,3 с;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{Г.П.}}$, которое по [16] равно 0,5 с.

Подставим числовые значения в формулу (7.26), получим

$$t_{1\text{АПВ}} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ (с)}$$

Подставим числовые значения в формулу (7.27), получим

$$t_{1\text{АПВ}} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ (с)}$$

За уставку принимается большее из полученных значений $t_{1\text{АПВ}} = 1,5$ с.

Отсчет $t_{\text{ГОТ}}$ начинается при отсутствии сигнала пуска АПВ и нахождении выключателя во включенном состоянии.

Выдержка времени готовности к повторному действию ($t_{\text{ГОТ}}$) выбирается исходя из необходимости обеспечения однократного действия АПВ при повторном включении на устойчивое КЗ и, соответственно, должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени действия РЗА в этом режиме:

$$t_{\text{ГОТ}} \geq t_{\text{ЗАЩ}} + t_{\text{ОТК}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (7.28)$$

где $t_{\text{ЗАЩ}}$ – наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{\text{ОТК}}$ – время отключения выключателя;

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$t_{3АП}$ – время запаса, которое принимается равным 0,5 с.
Подставим числовые значения в формулу (7.28), получим

$$t_{ГОТ} = 3,51 + 1,05 + 0,5 = 5,06 \text{ (с)} > 1,5 \text{ (с)}$$

Одновременно должно быть соблюдено условие $t_{ГОТ} \geq t_{1АПВ}$.

Второй цикл должен проходить с выдержкой времени $t_{2АПВ} \geq (10)$ с после вторичного отключения выключателя. Большая выдержка времени второго цикла АПВ связана с восстановлением отключающей способности дугогасительной камеры - с удалением из нее разложившихся и обугленных частиц. Кроме того, увеличение выдержки времени второго цикла АПВ способствует повышению вероятности успешного повторного включения.

Выдержка времени готовности к повторному действию ($t_{ГОТ}$) выбирается исходя из необходимости обеспечения двукратности действия АПВ при повторном включении и, соответственно, должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени действия РЗА после второго АПВ на устойчивое КЗ:

$$t_{ГОТ} \geq t_{3АЩ} + t_{ОТК} + t_{3АП} = 7,02 + 2,1 + 1,0 = 10,12 \text{ (с)} > 10 \text{ (с)}.$$

Одновременно должно быть соблюдено условие $t_{ГОТ} \geq t_{2АПВ}$.

Таблица 36 – уставки АПВ ВЛ 110 кВ

Уставки	Значение
$t_{1АПВ}$	1,5 с
$t_{2АПВ}$	10,09 с

8 БАЛАНС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

8.1 Термины и определения

Баланс электрической энергии в сетевых компаниях по передаче и распределению электрической энергии выполняется за месячные и годовой периоды. Из баланса электрической энергии определяется величина потерь электрической энергии.

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть районной электрической сети (РЭС) по границе балансовой принадлежности (отпуск в сеть РЭС) – разница между приемом электрической энергии в сеть и отдачей ее из сети в точках поставки по границе балансовой принадлежности сети РЭС, $W_{ос}$.

Отпуск электрической энергии в сеть по ступеням напряжения (отпуск электрической энергии в сеть) – суммарный объем электрической энергии, трансформированной в данный уровень напряжения из сети смежной ступени напряжения, и отпуска электрической энергии в электрическую сеть РЭС по границе балансовой принадлежности. Соответствует физическому процессу передачи электрической энергии по электрическим сетям.

Полезный отпуск из сети РЭС – объем электрической энергии, переданной (поставленной) по распределительным сетям РЭС по точкам поставки электрической энергии потребителей и (или) нижестоящих сетевых организаций, сформированный по уровню напряжения по границе балансовой принадлежности. Соответствует физическому процессу передачи электрической энергии по электрическим сетям, $W_{по}$.

Фактические (отчетные) потери электрической энергии в электрической сети РЭС (потери электрической энергии в сети) – разность между отпуском электрической энергии в электрическую сеть и полезным отпуском электрической энергии из сети РЭС, $\Delta W_{ф}$.

Технические потери электрической энергии – технологический расход электрической энергии, обусловленный физическими процессами передачи, распределения и трансформации электрической энергии по электрическим сетям РЭС, определенный расчетным путем, $\Delta W_{тэ}$.

Коммерческие потери электрической энергии – разность между фактическими (отчетными) потерями электрической энергии в электрической сети РЭС и техническими потерями электрической энергии, $\Delta W_{к}$.

Распределительная электрическая сеть – электрическая сеть, присоединенная к центру питания, обеспечивающая распределение электрической энергии между потребителями электрической энергии или обеспечивающая передачу электрической энергии организациям, заключавшим договора энергоснабжения.

Граница балансовой принадлежности – линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании,

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

б) отчеты юридических лиц о расходе электрической энергии по собственным объектам.

8.3 Формирование баланса электрической энергии по электрическим сетям РЭС

8.3.1 Схема установки приборов учета для формирования баланса электроэнергетики по РЭС

Для наиболее точного и корректного определения значений при формировании баланса по РЭС необходима наиболее точная и правильная схема установки приборов учета (Рисунок 8.1).

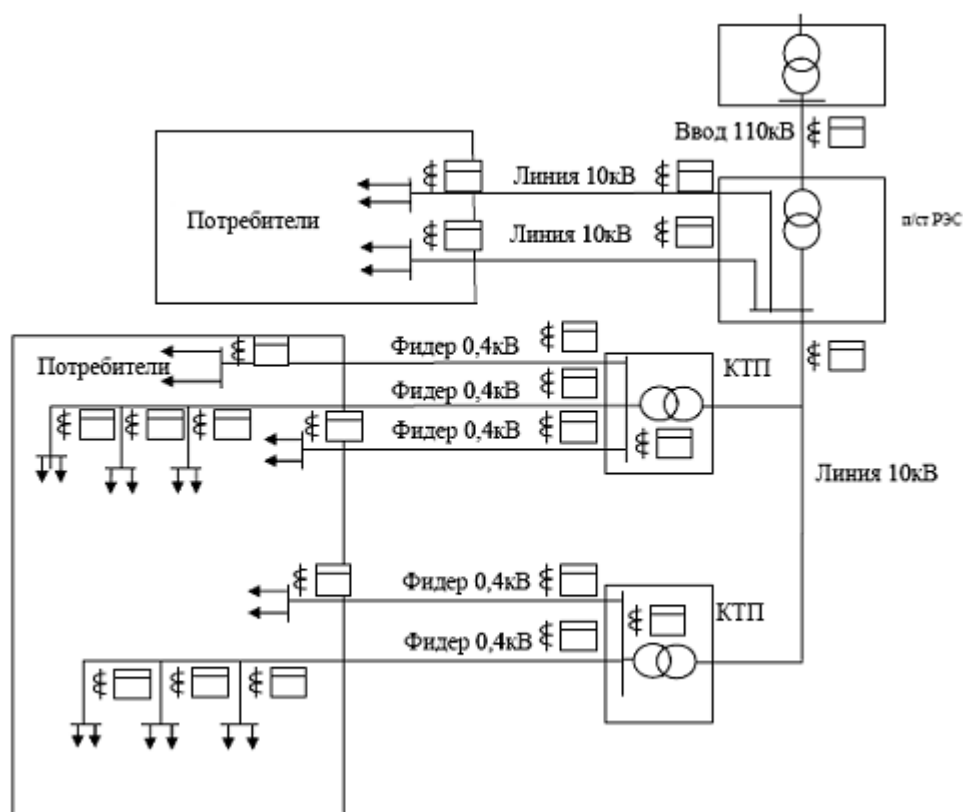


Рисунок 8.1 – схема установки приборов учета

Необходима схема, при которой обозначенные задачи будут решаться без возникновения проблем, связанных с возможным неверным толкованием и некорректностью расчетов.

8.3.2 Формирование объема переданной электроэнергии по сетям РЭС (фактический баланс)

8.3.2.1 Отпуск электроэнергии в сеть РЭС

Отпуск электрической энергии в электрическую сеть РЭС по границе балансовой принадлежности равен разнице между суммарным объемом поступившей электрической энергии в сеть РЭС и суммарным объемом отпущенной электрической энергии из сети РЭС.

Точки приема/отдачи в сети РЭС.

1. Точки технического учета (за исключением контрольного учета) на подстанциях РСК 110–35/6–10 кВ, фиксирующие отпуск электроэнергии в фидера 6–10 кВ РЭС.

2. Точки технического учета (за исключением контрольного учета) на понизительных подстанциях РСК 35/0,4 кВ, фиксирующие отпуск в фидера 0,4 кВ РЭС.

3. Точки коммерческого учета на фидерах, отходящих от абонентских понизительных подстанций 110/35/6–10 кВ, через которые происходит транзит электроэнергии из сетей 110–35 кВ в сети РЭС 10–0,4 кВ.

4. Точки коммерческого учета 10–0,4 кВ в местах присоединения сетей РЭС к объектам абонентских фидеров 6–10 кВ, отходящих от подстанций РСК.

5. Точки приема от собственной генерации сетевой компании по уровням 10–0,4кВ.

6. Точки коммерческого учета – приема электроэнергии в сети РСК с оптового, розничного рынков и от смежных сетевых организаций по уровням СНП, НН (по внешней границе РСК), кроме закрепленных за потребителями, подключенными к оборудованию ОРУ генерирующих предприятий (по договору аренды электрооборудования), а также за объектами «последней мили».

7. Точки приема (отдачи) в сети смежных РЭС.

Прием электрической энергии в электрическую сеть РЭС по границе балансовой принадлежности равен суммарному объему электрической энергии, поступившей в точки поставки электрической энергии из электрических сетей. Численное значение приема электрической энергии в сеть равно:

$$W_{\text{ПР}} = \sum_{i=1}^N W_{\text{ПР},i},$$

где $W_{\text{ПР},i}$ – суммарный прием электрической энергии по i -й ступени напряжения.

Отдача электрической энергии из сети РЭС по границе балансовой принадлежности равна суммарному объему электрической энергии, отпущенной в точки поставки электрической энергии. Численное значение отдачи электрической энергии из сети равно:

$$W_{\text{ОТД}} = \sum_{i=1}^N W_{\text{ОТД},i},$$

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где $W_{\text{отд},i}$ – отдача электрической энергии из сети РЭС по i -й ступени напряжения.

Численное значение отпуска электрической энергии в сеть по границе балансовой принадлежности равно:

$$W_{\text{ос}} = W_{\text{пр}} - W_{\text{отд}}$$

Формирование отпуска электроэнергии в сеть РЭС. Ежемесячно на 00:00 часов 1 числа производится выгрузка показаний с приборов учета, установленных на подстанциях РСК или смежных сетевых компаний, посредством АИИС КУЭ, в случае отсутствия АИИС КУЭ показания снимаются дежурным персоналом визуально. На основании показаний приборов учета формируются объемы переданной электроэнергии за расчетный месяц и в соответствии с точками приема/отдачи – отпуск электроэнергии в сети РЭС.

8.3.2.2 Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения

Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения – это объем электрической энергии, трансформируемой из сети рассматриваемого уровня напряжения в сети смежного уровня внутри распределительного электросетевого комплекса РЭС, т. е. фиксируются перетоки между уровнями напряжения только внутри РЭС. Перетоки электрической энергии по внешней границе балансовой принадлежности не учитываются.

Отпуск электроэнергии из электрической сети СНП в электрическую сеть НН определяется по приборам учета, установленным на вводах 0,4 кВ понизительного трансформатора или (при отсутствии вводного учета) на отходящих линиях (фидерах) 0,4 кВ трансформаторных подстанций РЭС 10/0,4 кВ.

8.3.2.3 Полезный отпуск электроэнергии из сетей РЭС

Полезный отпуск электрической энергии из электрических сетей РЭС равен суммарному отпуску электрической энергии в точках поставки потребителям, подключенным к электрической сети РЭС, по границе балансовой принадлежности между РЭС и потребителями, а также в сети нижестоящих сетевых организаций, в соответствии с заключенными договорами на передачу электрической энергии. Полезный отпуск электрической энергии из сетей РЭС по ступеням напряжения формируется в соответствии с номинальным уровнем напряжения электрической энергии в точке поставки, т. е. на границе балансовой принадлежности распределительной сети РЭС с потребителем (нижестоящей сетевой организацией).

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Величина отпуска электрической энергии потребителям и/или нижестоящим сетевым организациям определяется на основании показаний приборов учета (установленных на границе балансовой принадлежности либо установленных не на границе балансовой принадлежности с учетом алгоритмов приведения) либо при отсутствии приборов учета с использованием нормативов на потребление электрической энергии.

Первичным документом учета отпуска электрической энергии потребителю является акт снятия показаний приборов расчетного учета по границе балансовой принадлежности с потребителями.

Объем полезного отпуска (по распределительным сетям РЭС для всех потребителей) формируется на соответствующем уровне напряжения по соответствующим приборам учета, в том числе:

- 1) потребителям-гражданам – по приборам учета, установленным у потребителя по границе раздела балансовой принадлежности;
- 2) потребителям – юридическим лицам – по приборам учета, установленным у потребителя по границе раздела балансовой принадлежности;
- 3) КТП (комплектным трансформаторным подстанциям) – по приборам учета, установленным у потребителя по границе раздела балансовой принадлежности, и по приборам учета, установленным на границе линии, отходящей от подстанции к КТП, и самой КТП.

Для расчета полезного отпуска по юридическим лицам ежемесячно с 1 по 3 число сотрудниками РЭС проводится съем показаний с приборов учета юридических лиц. На основании показаний приборов учета формируется объем полезного отпуска по юридическим лицам с разбивкой по уровням напряжения в зависимости от фактического присоединения к распределительной сети.

Для расчета полезного отпуска по физическим лицам ежемесячно сотрудниками РЭС проводится съем показаний с приборов учета физических лиц. На основании показаний приборов учета формируются объем полезного отпуска по физическим лицам с разбивкой по уровням напряжения в зависимости от фактического присоединения к распределительной сети.

8.3.2.4 Потери электроэнергии в сетях РЭС

Фактические потери электрической энергии по распределительным сетям РЭС в целом и по ступеням напряжения в абсолютных единицах определяются как разница между отпуском электрической энергии в сеть и полезным отпуском электрической энергии из сети.

$$\Delta W_{\Phi} = W_{\text{ОС}} - W_{\text{ПО}}$$

Технические потери в линиях, фидерах и оборудовании подстанции и КТП считаются с помощью специализированного программного комплекса РТП-3.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Коммерческие потери считаются как разность между общими потерями и техническими потерями.

Относительные фактические потери электрической энергии в целом и по уровням напряжения определяются в процентах от отпуска электрической энергии в сеть РЭС.

$$\Delta W_{\Phi\%i} = \frac{\Delta W_{\Phi i}}{W_{\text{ОС}i}} \cdot 100\%.$$

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы реконструирована защита подстанции 110/10 кВ «Заречная». Проверен на стороне ВН ПС элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/2000 У1 производства ЗАО «Завод электротехнического оборудования», а также установлены вакуумные силовые выключатели ВРС-10 и ячейки КРУ серии КУ10С производства ЗАО «Высоковольтный союз». Установлены цифровые устройства микропроцессорной релейной защиты фирмы-изготовителя ООО НПП «ЭКРА» серий БЭ2704 для силовых трансформаторов и стороны ВН ПС и БЭ2502 для стороны НН ПС, а также проведена расстановка терминалов на территории реконструируемой подстанции.

Рассчитаны уставки и проведены проверки чувствительности для защит, установленных на объектах: КЛ 10 кВ, трансформатор 115/10,5 кВ, линия 110 кВ.

Реконструкция релейной защиты и автоматики для данной подстанции была произведена согласно действующим нормативным техническим документам и неоднократно проверенным методикам расчета. На этом основании можно утверждать, что релейная защита и автоматика подстанции будет верно функционировать в течение запланированного срока службы при выполнении требований по монтажу и эксплуатации цепей и оборудования подстанции.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с.

20. Трансформаторы напряжения НКФ-110 –
<http://www.transformator-nkf.ru/105310501060-110-83.html>

21. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова, Е.Ф. Макарова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.

22. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серий SARCOSM и RE_500. / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2001.

23. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Электроатомиздат, 1985, - 96 с.

24. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ.

25. ГОСТ27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.

26. Рожкова Л.Д. лектооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Кареева, Т.В. Чирикова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

					ПЗ – 382.00.00. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80