

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, Главный энергетик Курганского
НУ АО «Транснефть-Урал»

_____ / В.В. Плагин /

« ____ » _____ 20 ____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Анализ технических решений для цифровых подстанций

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА (ДИССЕРТАЦИЯ)
ЮУрГУ – 13.04.02. 2018. 271. ПЗ

Руководитель, ст. преподаватель

_____ / А.А. Прокудин /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Автор

студент группы П – 282

_____ / П.А. Филиппов /

« ____ » _____ 20 ____ г.

Нормоконтролер, ст. преподаватель

_____ / А.В. Прокудин

« ____ » _____ 20 ____ г.

Челябинск 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
_____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу (диссертацию) студента

Филиппова Павла Александровича
Группа П-282М

1. Тема выпускной квалификационной работы

Анализ технических решений для цифровых подстанций

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы 20.06.2018

3. Исходные данные к работе

Подстанция 220/10 кВ. Питание по двум ВЛ: ВЛ 1 70 км., АС-240/32, ВЛ 2:
70 км АС-240/32. Трансформаторы: 2шт., ТРДЦН-125000/220. Нагрузка на 10 кВ:
6 шт., тр-ров. 1 МВА, 2 шт., асинхронных двигателей АДЦЦ 4000 кВт.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- 1) Расчет параметров режима электрооборудования
- 2) Выбор средств РЗА для подстанции
- 3) Выбор устройств РЗА классической подстанции
- 4) Расчёт уставок РЗА
- 5) Выбор устройств РЗА концепции «цифровая подстанция»
- 6) Проработка схем вторичных цепей классического варианта

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____

(подпись)

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Расчет параметров режима	1.06.2017	
Выбор средств РЗиА	1.10.2017	
Расчет уставок	1.01.2018	
Выбор устройств РЗиА	1.03.2018	
Проработка схем вторичной коммутации	1.05.2018	
Оформление граф. части	15.05.2018	
Оформление РПЗ	1.06.2018	

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / _____ /

Студент _____ / _____ /

Аннотация

Филиппов П.А. – Анализ технических решений для цифровых подстанций – Челябинск: ЮУрГУ, П-282, 2018 г., стр. 75, илл. 8, табл. 24. Список литературы – 38 наименований. 6 листов чертежей формата А1

В данном проекте определен объем средств РЗА, выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой подстанции в соответствии с исходными данными и обоснованным выбором схем главных соединений на стороне ВН и НН. Выбор типоразмера терминалов устройств РЗА производился согласно каталогу заданной фирмы разработчика.

Для средств РЗА рассчитаны уставки согласно параметрам рабочих и аварийных режимов.

Рассмотрены две концепции реализации релейной защиты и автоматики для подстанции: классическая концепция и концепция «цифровая подстанция». Для каждого из вариантов проработаны схемы цепей вторичной коммутации (цепи измерений), проанализированы их особенности и произведено сравнение в плане расхода кабельной продукции и объема монтажа.

					13.04.02.2018.271.ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Филиппов			Анализ технических решений для цифровых подстанций	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Прокудин				6	75	
<i>Реценз.</i>						ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Н. Контр.</i>		Прокудин						
<i>Утверд.</i>		Горшков						

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА	11
2 РАСЧЁТ ТКЗ.....	16
2.1 Схема замещения и её параметры	16
2.2 Расчет ТКЗ в ручном режиме.....	17
2.3 Расчёт ТКЗ в программе ТоКо	18
3 ВЫБОР ВИДОВ УРЗиА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС ...	22
3.1 Общие требования к РЗА.....	22
3.2 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-производителя устройств	24
3.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ	25
3.3.1 Кабельная линия 10 кВ	25
3.3.2 Электродвигатель 10 кВ	27
3.3.3 Трансформатор ТМ(Г)(Ф) -1000 кВА 10/0,4 кВ	29
3.3.4 Вводной выключатель 10 кВ.....	30
3.3.5 Секционный выключатель 10 кВ.....	31
3.3.6 Шины 10 кВ	31
3.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 220 кВ	32
3.4.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТРДЦН -125000/220.....	32
3.5 Выбор типоразмера УРЗА для всех объектов проектируемой ПС, по каталогам фирмы-разработчика НТЦ «Механотроника».....	35
3.6 Выбор типоразмера терминалов РЗА 10 кВ.....	35
3.6.1 Выбор исполнения УРЗА кабельных линий 10 кВ к цеху.....	35
3.6.2 Выбор исполнения УРЗА электродвигателя 10 кВ	35
3.6.3 Выбор исполнения УРЗА трансформаторов 10/0,4 кВ	35
3.6.4 Выбор исполнения УРЗА вводных выключателей 10 кВ	36
3.6.5 Выбор исполнения УРЗА секционных выключателей.....	36
3.6.6 Выбор исполнения ЗДЗ.....	36
3.6.7 Выбор исполнения УРЗА в ячейках ТН.....	36

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

7.4.6	Выбор устройства синхронизации времени	64
7.4.7	Выбор модуля контроля для силового трансформатора	64
7.4.8	Выбор микропроцессорного устройства РЗА	65
7.4.9	Выбор GSM/GPRS-коммуникатора.....	65
7.4.10	Выбор сервера верхнего уровня	66
8	РАСЧЕТ КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ	68
8.1	Сравнение затрат на кабельную продукцию	71
	Заключение.....	72
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	73

ВВЕДЕНИЕ.

Релейная защита является основным видом защит от повреждений и ненормальных режимов работы оборудования. Релейная защита удовлетворяет требованиям, основными из которых являются селективность, чувствительность, быстрдействие, надежность.

В связи с развитием электрических систем, характеризующимся в основном ростом единичных мощностей агрегатов и блоков, повышением напряжения и пропускной способности линий электропередачи, а также интенсификацией использования оборудования необходимо решить ряд проблем, обусловленных повышением и усложнением требований к техническому совершенству и надежности функционирования устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящее время внедрен комплекс устройств РЗА с широким применением интегральных микросхем, как в измерительных органах, так и в логической части. Применение ИМС сделало возможной реализацию более сложных алгоритмов измерительных и пусковых органов. Более эффективные характеристики срабатывания позволяют повысить отстроенность защит от режимов без требований к срабатыванию при удовлетворительной чувствительности к КЗ с учетом усложнившихся условий резервирования.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для релейной защиты требованиям, достигается рядом мер и в том числе применением постоянного функционирования автоматического контроля, охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей.

Для снижения трудозатрат на профилактическое обслуживание сложных устройств предусматривает автоматический тестовый контроль.

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ				

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА

Для анализа вариантов реализации концепций классической и цифровой подстанций рассматривается двухтрансформаторная подстанция 220/10 кВ. Подстанция присоединена отпайкой к ВЛ 220 кВ. ВЛ 220 кВ присоединена к подстанциям G1 и G2, на каждой из которых есть своя генерация или связь с энергосистемой. Т.е. ВЛ 220 кВ, к которой присоединена рассматриваемая подстанция, является ЛЭП с двухсторонним питанием. Параметры ВЛ 220 кВ приведены в таблице 1

Таблица 1 – Параметры ВЛ 220 кВ

№ линии	Длина, км	Марка провода
W1	70	АС-240/32
W2	70	АС-240/32

На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора типа ТРДЦН-125000/220-У1 параметры трансформаторов приведены в таблице 2

Таблица 2 – Трансформатор ТРДЦН 125000/220-У1

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения
		ВН	НН		
ТРДЦН-125000/220-У1	125000	230	11-11	Y _н /Д-Д-11-11	РПН в нейтрали ВН ±12%, (±12 ступеней)

Кроме этого известны параметры нормальных режимов и КЗ. Параметры системы G1 (G2):

- Мощность КЗ на шинах существующей подстанции:
 - В максимальном режиме 1500 МВА;
 - В минимальном режиме 1100 МВА.

К шинам низкого напряжения 10 кВ подстанции подсоединены 10 кабельных линий длиной 1,5 км, каждая питает РУ с одинаковой нагрузкой:

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

- Трансформатор 10,5/0,4 кВ, несущий постоянную нагрузку:
 - Количество 6;
 - Мощность 1 МВА;
- Асинхронный двигатель АТД4:
 - Количество 2;
 - Активная мощность 4000 кВт;

Схема подстанции на стороне ВН ПС приведена на рис. 1

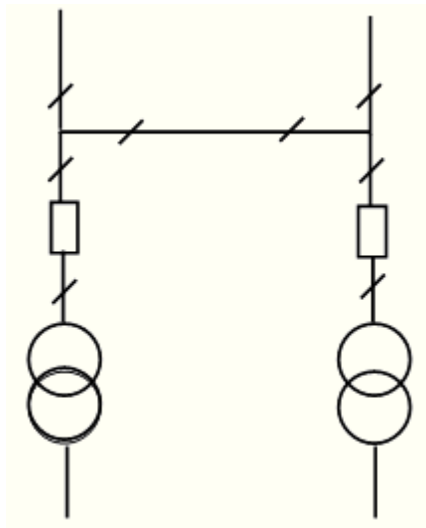


Рисунок 1. – Схема 4Н два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий.

Схема РУ на стороне НН ПС приведена на рис. 2

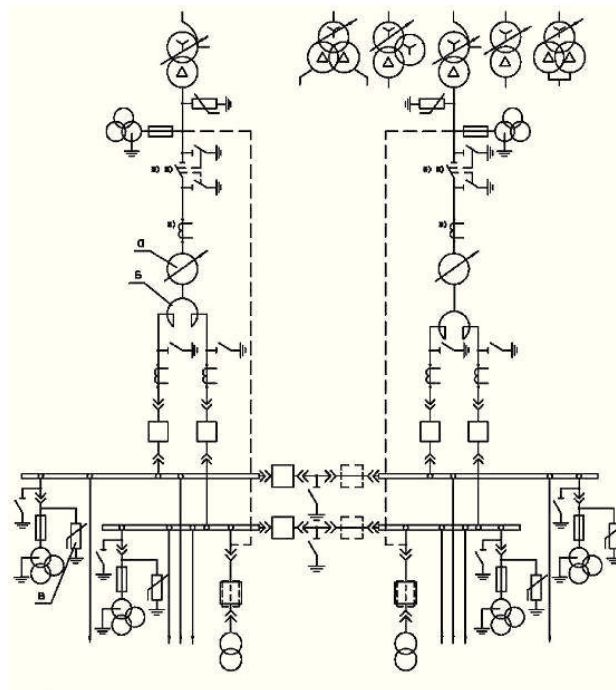


Рисунок 2. – Схема 10(6)-2 Две секционированные выключателем системы шин.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.02.2018.271.ПЗ

Лист

12

2 РАСЧЁТ ТКЗ

2.1 Схема замещения и её параметры

Достоверные данные расчета ТКЗ чрезвычайно важны при проектировании РЗА, так как по ТКЗ максимального режима рассчитываются параметры некоторых видов защит, а по ТКЗ минимального режима определяются коэффициенты чувствительности, по которым осуществляется проверка нормативных показателей технического совершенства и надежности функционирования. Специалист-проектировщик должен не только уметь оценить достоверность информации по расчету ТКЗ, но и самостоятельно находить их значения.

Расчет ТКЗ для нужд РЗА производится в соответствии с:

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

РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [2].

Исходные данные для расчета представлены на рисунке 3.

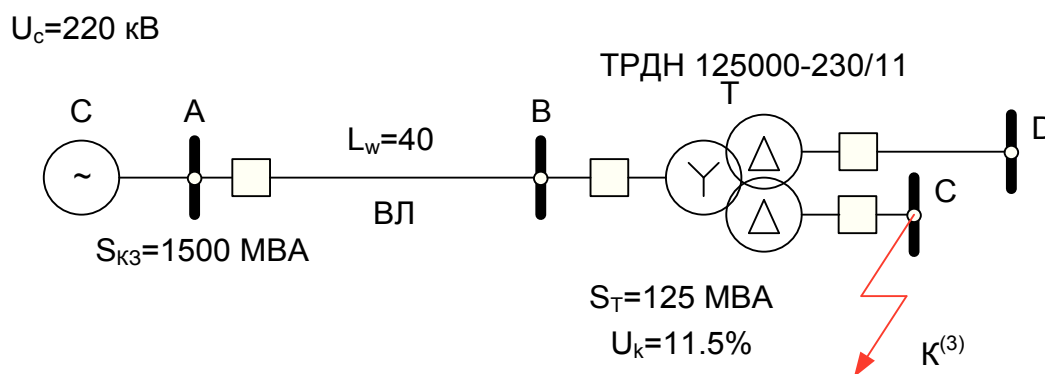


Рисунок 3. – Расчетная схема для определения ТКЗ

Схема замещения для рассматриваемого примера представлена на рисунке 4.

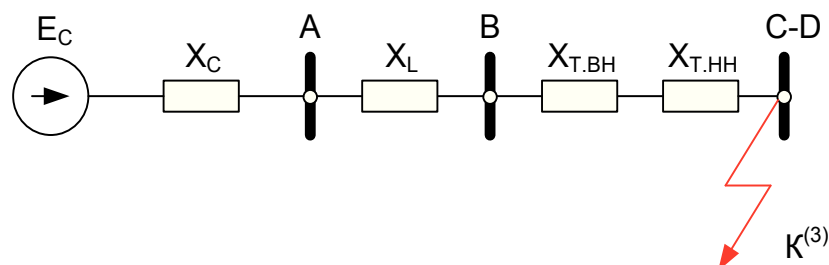


Рисунок 4 – Схема замещения

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

2.2 Расчет ТКЗ в ручном режиме

По ГОСТ 27514-87 и ГОСТ 28249-93 ЭДС системы принимается равным среднему номинальному напряжению сети (таблица 8).

Таблица 3 – Среднее номинальное напряжение сети

$U_{\text{ном}},$ кВ	0,38	6,0	10,0	35,0	110	220
$U_{\text{ср.ном}},$ кВ	0,4	6,3	10,5	37,0	115	230

ЭДС системы:

$$E_c = 230 \text{ кВ.}$$

Реактанс энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{КЗ}}}; \quad (1.1)$$

где $U_{\text{ср.ном}} = 230 \text{ кВ}$ – среднее номинальное напряжение сети 220 кВ.

$$X_c = \frac{230^2}{1500} = 35,26 \text{ Ом.}$$

Сопротивление ВЛ 220 кВ:

$$X_w = 0,4 \cdot L_w = 0,4 \cdot 70 = 28 \text{ (Ом)}. \quad (1.2)$$

Сопротивление трансформатора с расщепленной обмоткой:

$$X_{\text{Т.ВН}} = 0,125 \cdot \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Т.НН}}^2}{S_T}; \quad (1.3)$$

$$X_{\text{Т.ВН}} = 0,125 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 6,0835 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{Т.Н1}} = X_{\text{Т.Н2}} = 1,75 \cdot \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.Т.НН}}^2}{S_T}; \quad (1.4)$$

$$X_{\text{Т.Н1}} = X_{\text{Т.Н2}} = 1,75 \cdot \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 85,169 \text{ Ом.}$$

Так как точка КЗ расположена на другой ступени напряжения, необходимо привести ЭДС, сопротивление системы, сопротивление линии и сопротивление трансформатора к напряжению места КЗ 11 кВ. Найдем коэффициент трансформации:

						13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			17

$$K_T = \frac{U_{\text{НОМ.Т.ВН}}}{U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{230}{11} = 20,91. \quad (1.5)$$

ЭДС системы, приведенное к стороне НН:

$$E_{C(\text{НН})} = \frac{E_c}{K_T} = \frac{230}{20,91} = 11 \text{ (кВ)}. \quad (1.6)$$

Реактанс системы, приведенный к стороне НН:

$$X_{C(\text{НН})} = \frac{X_c}{K_T^2} = \frac{35,26}{20,91^2} = 0,080 \text{ (Ом)}. \quad (1.7)$$

Сопротивление линии, приведенное к стороне НН:

$$X_{w(\text{НН})} = \frac{X_w}{K_T^2} = \frac{28}{20,91^2} = 0,064 \text{ (Ом)}. \quad (1.8)$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне НН:

$$X_{\text{Т.ВН}(\text{НН})} = \frac{X_{\text{Т.ВН}}}{K_T^2} = \frac{6,0835}{20,91^2} = 0,0139 \text{ (Ом)}; \quad (1.9)$$

$$X_{\text{Т.НН}(\text{НН})} = \frac{X_{\text{Т.НН}}}{K_T^2} = \frac{85,169}{20,91^2} = 0,194 \text{ (Ом)}. \quad (1.10)$$

Составляющая трехфазного ТКЗ на шинах НН ПС от системы:

$$I_{\text{кз.с}}^{(3)} = \frac{E_{C(\text{НН})}}{\sqrt{3} \cdot (X_{C(\text{НН})} + X_{w(\text{НН})} + X_{\text{Т.ВН}(\text{НН})} + X_{\text{Т.НН}(\text{НН})})}. \quad (1.11)$$

Выполним подстановку и получим:

$$I_{\text{кз.с}}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot (0,080 + 0,064 + 0,0139 + 0,194)} = 17,969 \text{ кА}.$$

2.3 Расчёт ТКЗ в программе ТоКо

Для расчетов РЗА необходимо знать минимально-возможные значения ТКЗ и максимально-возможные значения ТКЗ на шинах (секциях) ПС, ТП и цеха. Максимальные ТКЗ используются для определения параметров РЗА, минимальные ТКЗ для расчета коэффициентов чувствительности. Рассмотрим составление расчетной схемы для определения ТКЗ и выбор мест КЗ на примере ответственной двухтрансформаторной ПС. От шин НН отходит КЛ, выполненная тремя параллельными цепями к цеху (рис. 5)

										Лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

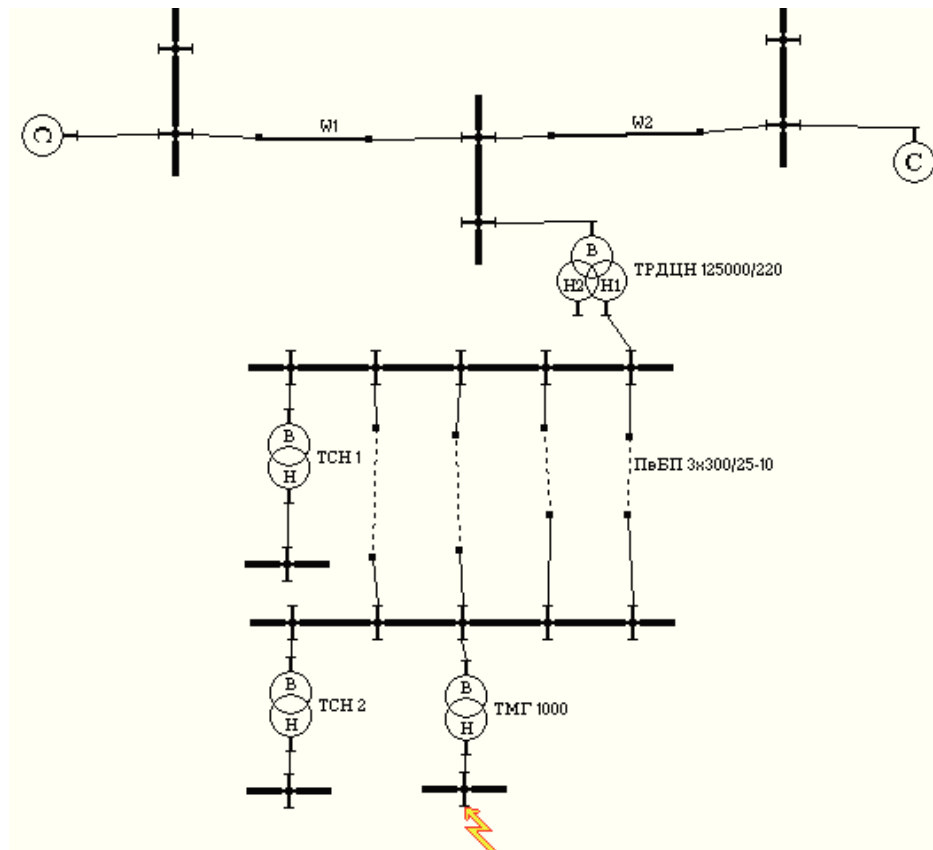


Рисунок 6 – Схема замещения максимального режима.

Данные расчета ТКЗ сведем в таблицу 4.

Таблица 4-расчет ТКЗ

Место КЗ		I _{п.0} , кА	T _а , с		I _а , кА		I _у , кА		i _{уд} , кА
			G1	G2	G1	G2	G1	G2	
КЗ-1		3,765	-	0,021	5,325	3,017	10,649	4,949	-
КЗ-2		5,469	0,038	0,029	3,707	4,029	6,605	6,94	13,92
КЗ-3		6,665	0,023	-	2,698	6,744	4,511	13,489	-
КЗ-4	ВН	1,277	0,013		33,218		49,381		-
	НН	23,489	0,013		33,218		49,381		61,45
КЗ-5	ВН	0,613	0,016		21,663		33,723		-

Продолжение таблицы 4

	НН	15,318	0,016	21,663	33,723	39
КЗ-6		20,732	0,009	7,33	9,847	52,77
КЗ-7	ВН	0,035	0,006	1,249	1,521	-
	НН	0,883	0,006	1,249	1,521	2,24
КЗ-8	ВН	1,214	0,016	42,92	66,68	-
	НН	30,349	0,016	42,92	66,68	77,26

Вывод к главе 2:

Произведен расчет параметров аварийного режима короткого замыкания на подстанции. Расчет производился двумя способами: вручную с помощью аналитических выражений, записанных согласно составленной схеме замещения и с помощью программного комплекса ТоКо. Сравнение результатов расчетов показывает что можно/ограниченно можно пользоваться как упрощенной ручной методикой расчета, так и расчетом с помощью компьютерных программ.

3 ВЫБОР ВИДОВ УРЗиА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

3.1 Общие требования к РЗА

В соответствии с п.2.3.9 ПЕТП [3]:

Надежная работа РЗА обеспечивает:

- сохранение устойчивой работы энергосистемы;
- снижение ущерба при повреждении оборудования;
- снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Надежная работа РЗА определяется:

- техническими средствами;
- идеологией построения;
- системой эксплуатации.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- Своевременная замена физически устаревших систем РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные устройства;
- Внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям:
 - снижение времени отключения ТКЗ за счет повышения быстродействия РЗ;
 - выявление повреждений на ранних стадиях за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
 - повышение надежности, за счет встроенной непрерывной диагностики;
 - совершенствование характеристик и алгоритмов в современных РЗА;
 - снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда, путем применения новых программно-аппаратных средств и дистанционного управления РЗА.
- выполнение расчетов ТКЗ и выбор параметров РЗА в соответствии с требованиями ФСК ЕЭС;
- сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом за счет полноты информации и оперативности её представления от устройств РЗА;
- повышение адаптивных свойств РЗА на основе интеллектуальных алгоритмов.

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

Выполнение перечисленных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств РЗА, выполненных на МП элементной базе, интегрированных в АСУ ТП.

Техническая политика в области идеологии построения РЗА направлена на решение следующих задач:

- Обеспечение резервирования РЗА. Развитие сетей, ввод в работу новых генерирующих мощностей ухудшают условия дальнего резервирования. В этих условиях необходимо развитие ближнего резервирования;
- Обеспечение функции УРОВ, в том числе присоединении 6-35 кВ.

Техническая политика в области эксплуатации РЗА направлена на решение следующих задач:

- Внедрение РЗА, позволяющих снижать эксплуатационные затраты;
- Переход от периодического тех.обслуживания РЗА к ТО РЗА по состоянию;
- Создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния РЗА;
- Поддержание электромагнитной обстановки, гарантирующей нормальное функционирование МП РЗА.

Микропроцессорные устройства РЗА должны:

- регистрировать аварийные события и процессы в объеме, необходимом для их полноценного анализа;
- рассчитывать место повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю в сети 6-35 кВ.

Дальнейшее развитие системы РЗА п.2.3.9.4

- внедрение высоковольтных цифровых трансформаторов тока и напряжения;
- внедрение первичного и вторичного электросетевого оборудования со встроенными коммутационными портами;
- внедрение устройств РЗА, поддерживающих международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий протоколы цифрового обмена данными между устройствами различного назначения и разных изготовителей;
- внедрение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) РЗА;
- создание «цифровых подстанций», позволяющих получить ряд преимуществ.

Согласно пункту 2.2 КРРЗА [21]:

Требования к современным МП устройствам РЗА:

- применение МП устройств РЗА преимущественно российского производства;

										Лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ выполняются трехрелейными, оптимальной будет выполнение РЗ по схеме «Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе».

Согласно пункту 3.2.93 ПУЭ [6]:

На одиночных КЛ с односторонним питанием от КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (ТО) [мгновенной], а вторая — в виде МТЗ с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ содержат не менее трехступеней токовой защиты, то целесообразно выполнить РЗ КЛ 10 кВ трехступенчатой:

- 1 ступень — ТО;
- 2 ступень — токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);
- 3 ступень — МТЗ.

Так как в современных УРЗА сетей 6-35 кВ заложена возможность выбора вида МТЗ — с зависимой или независимой выдержкой времени, то для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии целесообразно выбрать МТЗ с зависимой выдержкой времени.

В соответствии с пунктом 3.2.96 [6] защита от ОЗЗ должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты, действующей на сигнал;
- селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности персонала или производства;
- устройства контроля изоляции (УКИ).

Выполнение селективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ, ранее выбранного при проектировании.

Для сети 10 кВ с изолированной нейтралью применяются токовая или направленная защиты от ОЗЗ, входящие в любое современное УРЗА сетей 6-35 кВ.

Для сети с компенсированной нейтралью ни токовые ни направленные защиты от ОЗЗ принципиально не пригодны, так как емкостной ток в месте повреждения полностью скомпенсирован током ДГР. При таком режиме работы нейтрали для селективной защиты от ОЗЗ действующей на сигнал или на отключение применяются специальные отдельные устройства, определяющие поврежденное присоединение при ОЗЗ.

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

В настоящее время перспективным направлением селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью является использование микропроцессорных централизованных токовых устройств относительного замера. К данному устройству подключаются ТТП всех присоединений секции или системы шин. Сопоставляя уровни высших гармоник токов нулевой последовательности всех присоединений в начальный момент ОЗЗ устройство выявляет поврежденное присоединение (по наибольшему значению измеренных токов всех присоединений).

Устройство автоматического повторного включения (АПВ) на КЛ 10 кВ в соответствии с ПУЭ [п. 3.3.2] не предусматривается.

В соответствии с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] на отходящих линиях РУ 6-35кВ предусматривается установка дуговой защиты (отдельная дополнительная защита ячеек КРУ 6-10 кВ, реагирующая на свет или давление дуги КЗ при повреждении в самой ячейке) и УРОВ— устройства резервирования отказа выключателей.

Таблица 5 – Защиты кабельной линии

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	Без выдержки времени
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна
3	Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой
Защита от однофазных замыканий на землю:		
4	Централизованная токовая	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	-
6	УРОВ	-

3.3.2 Электродвигатель 10 кВ

Согласно пункту 5.3.48 [6] защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается.

По пункту 5.3.46 [6] для защиты ЭД до 5 МВт от КЗ предусматриваем токовую отсечку в исполнении, зависящем от следующих данных:

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист 27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6 – Исполнение токовой отсечки ЭД

Мощность ЭД до 2 МВт	Мощность ЭД 2МВт и более	
	Есть защита от ОЗЗ	Нет защиты от ОЗЗ
2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле)	3-х фазная, 3-х релейная (полная звезда)

Принимаем, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам. По пункту 5.3.40 [6] предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой от тока выдержкой времени, отстроенной от нормального пуска или самозапуска ЭД с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

При затынутом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки действует на отключение ЭД.

При числе ЭД больше чем один на секцию по ПУЭ [п. 5.3.52] для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска ЭД предусматриваем защиту минимального напряжения (ЗМН) отключающую часть (примерно половину) подключенных к секции ЭД, с их автоматическим повторным пуском [включением] (АПВ) по окончании самозапуска первой группы ЭД.

В соответствии с требованиями пункта 9.14.4 [3] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 7 – Защиты электродвигателя

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Токовая отсечка	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
2	Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке и отключении при затынутом пуске или блокировке ротора
3	ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
4	АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
5	ЗДЗ	-
6	УРОВ	-

3.3.3 Трансформатор ТМ(Г)(Ф) -1000 кВА 10/0,4 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.51 [6] для трансформатора с обмоткой ВН 10кВ, подсоединенной к сети с изолированной (компенсированной) нейтралью и обмоткой НН 0,4 кВ подсоединенной к сети с глухозаземленной нейтралью должны быть предусмотрены защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53[6] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], и от понижения уровня масла предусматриваем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений [по ПУЭ п. 3.2.54] предусматривается токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, устанавливаемая на стороне 10 кВ. При срабатывании ТО должна отключать выключатели с обеих сторон трансформатора.

По пунктам 3.2.59-3.2.61 [6] для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита, установленная со стороны 10 кВ.

Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ по ПУЭ [п. 3.2.66] осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, по току которой подключается к ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ).

От токов, обусловленных перегрузкой по ПУЭ [п. 3.2.69] предусматривается МТЗ [защита от перегрузки], с действием на сигнал.

В соответствие с ПУЭ [п. 3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ.

В соответствие с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

Таблица 8 – Защиты трансформатора 10/0.4 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
2	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН
3	МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная, от внешних м/ф и о/ф КЗ, с независимой выдержкой времени
4	Защита нулевой последовательности	От о/ф КЗ на стороне 0.4 кВ. По току подключенному к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-

3.3.4 Вводной выключатель 10 кВ

По пункту 9.14.1 [4] на вводных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защиту минимального напряжения (ЗМН) [отключает выключатель при исчезновении напряжения на секции больше выдержки времени, если питающая линия была отключена со стороны питания, после работы ЗМН, как правило, работает АВР, восстанавливающее питание потребителей секции];
- УРОВ.

Таблица 9 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. На вводе секций ПС схема – полная звезда, прочих РУ – неп. звезда с доп. реле.
2	ЗМН	От потери питания
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

3.3.5 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно пункту 9.14.2 [20] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 10 – Защиты секционного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неп. звезда. с доп. реле.
2	АВР	-
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

3.3.6 Шины 10 кВ

По ПУЭ [п. 3.2.126] специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, РУ,РП, как правило, не предусматриваются.

По ПУЭ [п. 3.2.125] допускается не предусматривать специальную защиту шин 10 кВ с генераторами мощностью 12 МВт и менее.

По НТП ПС [п. 9.14.3] на каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается:

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

В сети с компенсированной нейтралью, согласно ПЕТП [п. 2.3.9] наряду с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) должна устанавливаться централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, действующая по принципу относительного замера.

Возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения и в сети с изолированной нейтралью.

В соответствии с п. 5.6 «Руководящих указаний по противоаварийной автоматике (ПА) энергосистем» [РД 34.35.113] к ТН шин НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.02.2018.271.ПЗ

Таблица 11 – Защиты шин 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	-
2	ЛЗШ	Ускорение отключения КЗ на шинах
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	АЧР/ЧАПВ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистемы/ автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты
5	Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера

3.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 220 кВ

3.4.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТРДЦН -125000/220

Для трансформаторов 220(110)/0,4 кВ пункту 3.2.51 [6] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 220(110) кВ;
- витковых замыканий (ВЗ) в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53 [6] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле или реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, предусматривается отдельное газовое реле.

В соответствии с пунктом 3.2.54 [6] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

Согласно пункту 3.2.55 [6] в зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами.

В качестве защиты от токов внешнего м/ф КЗ предусматривается МТЗ с пуском по напряжению [ПУЭ п. 3.2.59].

В соответствии с пунктом 3.2.61 [6] МТЗ от внешних КЗ устанавливается на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2).

Согласно пункту 3.2.69 [6] для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ [защита от перегрузки] с действием на сигнал.

Так как на ПС установлены два силовых трансформатора 220(110)/10 кВ по пункту 3.3.26 [6] на трансформаторах АПВ не устанавливается.

В соответствии с п. 3.3.61 [6] трансформаторы с РПН оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Для резервирования отказа выключателей на стороне 110-220 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ [ПУЭ п. 3.2.18].

По требованиям НТП ПС [п. 9.7] на трансформаторе 35-220 кВ предусматривается:

- Один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН и НН (при расщепленной обмотке НН1 и НН2);
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

Газовое и струйное реле должны действовать [НТП ПС п. 9.7.2] через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснастить данные реле двумя отключающими контактами).

Резервная защита на стороне ВН трансформатора выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от м/ф КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ [НТП ПС п.9.11.1] с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием:

- 1 ступень — действием без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
- 2 ступень — действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

										Лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

3.6.4 Выбор исполнения УРЗА вводных выключателей 10 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – Д – ВВ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции, а так же реализует функцию АВР СВ.

3.6.5 Выбор исполнения УРЗА секционных выключателей

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ СВ.В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – Д – СВ – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

3.6.6 Выбор исполнения ЗДЗ

НТЦ “Механотроника” производит комплекс дуговой защиты ДУГА - МТ, которая является совокупностью связанных между собой компонентов:

- волоконно – оптических датчиков дугового замыкания ВОД – Л;
- регистраторов дуговых замыканий ДУГА – О;
- центрального блока ДУГА – БЦ.

Чувствительные элементы, датчики ВОД – Л, размещаются внутри каждого отсека защищаемой ячейки. Количество таких датчиков может быть до четырёх штук. Сигналы со всех датчиков ячейки собираются на одном регистраторе ДУГА – О, который также устанавливается на защищаемую ячейку. Сигналы со всех регистраторов защищаемой секции собираются на центральном блоке ДУГА – БЦ, который обеспечивает приём сигналов пусков защит от устройств РЗиА секции.

Защита ДУГА - МТ может быть организован как с применением центрального блока ДУГА – БЦ, так и без него. Во втором случае приемниками сигналов от регистраторов дуговых замыканий служат устройства релейной защиты присоединений.

Выберем вариант без центрального блока ДУГА – БЦ.

3.6.7 Выбор исполнения УРЗА в ячейках ТН.

В соответствии с [22] были выбраны устройства НТЦ “Механотроника” БМРЗ – 152 – 2 – Д – ТН – 01 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

										Лист
										36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

3.7 Выбор типоразмера оборудования РЗА 220кВ

Терминалы РЗА присоединений 220 кВ размещаются в шкафах, наряду с вспомогательным оборудованием (ключи управления и выбора режимов РЗА, устройства бесперебойного питания, испытательные блоки, и т.д). Шкаф РЗА 220 кВ размещаются на ОПУ.

Рассмотрим выбор типоразмеров терминалов и шкафов РЗА отдельных видов присоединений 220 кВ от фирм-изготовителей широко представленных на рынке России.

3.7.1 Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТРДЦН-125000

Требования к составу РЗА трансформатора 220 кВ:

Таблица 13 – Требования к РЗА трансформатора 220 кВ

Комплект РЗА	Состав устройства
1 комплект	Основные защиты трансформатора: ДЗТ
2 комплект	Резервные защиты трансформатора: МТЗ
2 комплект	Автоматика РПН
2 комплект	Автоматика и управление выключателем (АУВ) ВН

Комплект резервных защит может совмещать функции автоматики РПН и АУВ ВН.

На сайте НТЦ «Механотроника» [21] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора:

1)ШЗТ-МТ-051-152 – Шкаф основных защит, содержит 1 МП УРЗА: комплект основных защит трансформатора с расщепленной обмоткой НН БМРЗ-ТД.

2)ШЗТ-МТ-051-152 – Шкаф резервных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатора, содержит два МП УРЗА: комплект автоматики РПН – БМРЗ – ЦРН и комплект резервных защит и АУВ ВН трансформатора – БМРЗ – ТР.

Ознакомившись с функциями выполняемыми указанными устройствами, убеждаемся в их соответствии вышеперечисленным нормативным требованиям.

Выводы к главе 3:

– Согласно нормативной документации выделены функциональные и технологические требования к средствам РЗА. Причем, эти требования

устанавливаются для всех видов исполнений устройств. Эти требования следует учитывать в дальнейшей работе по теме.

- На основании нормативной документации установлен объем функций релейной защиты и автоматики стороны 220 кВ. На основании этого перечня выбрали устройства РЗА. Все выбранные устройства обеспечивают минимум выполнение указанных функций.

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

4. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ДЛЯ ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС, ПО КАТАЛОГАМ ФИРМЫ-РАЗРАБОТЧИКА МЕХАНОТРОНИКА.

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой фирмами производителями в каталогах или непосредственно с сайтов изготовителей. УРЗА присоединений 6-10 кВ предназначены для встраивания в отсеки защиты КРУ и КСО. УРЗА объектов 110-220 кВ размещаются в шкафах, размещаемых на ОПУ.

Выбираемые исполнения УРЗА должны соответствовать общим нормативным требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и вышеперечисленным требованиям ПУЭ и НТП ПС к видам РЗА.

4.1 Расчет устройств РЗА присоединений 220 кВ

На стороне 110-220 кВ ПС могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 110-220 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 6-35 кВ, рассмотренных в предыдущей главе.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением. В качестве резервных защит транзитных линий 110...220 кВ применяются трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) от однофазных КЗ.

Обычно на ВЛ и шинах 110-220 кВ устанавливаются АПВ линий и шин соответственно. На каждом выключателе 110 кВ и выше устанавливается УРОВ.

4.1.1 Расчет защит трансформатора 220/10 кВ

Расчет будет проводиться по методике расчёта уставок (Приложение Д) из руководства по эксплуатации на блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД [7], входящий в состав шкафа ШЗТ-МТ.

4.1.1.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Для выбора номинального тока ПТН (преобразователь тока в напряжение) на стороне ВН и НН необходимо определить входной расчетный ток $I_{вх.расч}$ по выражению:

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} . \quad (5.1)$$

Со стороны ВН:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313,78 \text{ А.}$$

Со стороны НН:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 6560,8 \text{ А.}$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны ВН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки вне зависимости от схемы соединения ОРУ ВН ПС:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.ВН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 439,29 \text{ (А)}$$

Вторичный номинальный ток ТТ стороны ВН выбирается по номинальному току аналоговых входов УРЗА, принято 5 А. С сайты фирмы[8] ОАО «Эльмаш(УЭТМ)» г. Екатеринбург выбираем встроенный ТРГ-УЭТМ-220-600/5.

Следовательно:

$$K_{1.\text{ВН}} = \frac{600}{5}.$$

Первичный номинальный ток ТТ для ДЗТ стороны НН выбирается по номинальной мощности трансформатора с учётом 40% перегрузки. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН учитывается распределение суммарной нагрузки по обмоткам:

$$I_{1.\text{НОМ.ТТ.НН}} \geq \frac{k_{\text{П}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т.НН}}} = \frac{1,4 \cdot 125000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 4592,55 \text{ (А).}$$

С сайты фирмы[9] «ЗАО Группа компаний Электроцит ТМ – Самара» выбираем встроенный ТЛШ-СЭЩ 10 –5000/5.

Следовательно:

$$K_{1.\text{НН}} = \frac{5000}{5}.$$

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}}}{K_{1.\text{ВН}}} = \frac{313,78}{120} = 3,16 \text{ (А).}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

										Лист
										40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}(2)} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}}}{K_{1,\text{НН}}} = \frac{4592,55}{1000} = 4,6 \text{ (А)}.$$

Номинальный ток ПТН выбирается как ближайший по значению из приложения Е руководства по эксплуатации.

Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.ВН}}=3,5 \text{ А}$;

Номинальный ток ПТН $I_{\text{НОМ.НН}}=5 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{РЕГ}}), \quad (5.2)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3;

ε - относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме, равная 0,1;

$U_{\text{рег}} = 0,05$ для чувствительной уставки. Для грубой 0,12;

$F_{\text{выр}}$ - относительно значение погрешности выравнивания токов плеч, равное 0,03.

Для чувствительной уставки:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Ч}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 0,117.$$

Для грубой уставки (учитывается полный диапазон регулирования РПН):

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Г}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,03) = 0,162.$$

По результатам расчета минимальная возможная уставка $I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}=0,2 \text{ А}$.

Расчет коэффициента торможения $K_{\text{ТОРМ.2}}$ на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса $I_{\text{НБ.РАСЧ}}$ выполняется по выражению:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{ВЫР}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

В данном выражении $K_{\text{пер}}$ это расчетная величина, зависящая от погрешности трансформаторов тока в переходном режиме, а именно влияет предельная кратность K_{10} . Для этого оценим коэффициент K_{10} для сторон ВН и НН по выражению:

$$K_{10.\text{ОТН}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТА}} \cdot K_{10}}{I_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (5.4)$$

Для стороны ВН:

										Лист
										41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

тора при его включении на холостой ход рекомендуется принять уставку отсечки на уровне 6 In.

$$I_{\text{ОТС.СР1}} = 6 \cdot I_{\text{НОМ.ТР}} = 6 \cdot 439,29 = 2635,74 \text{ А} \quad (5.6)$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбрать по выражению:

$$I_{\text{ОТС.СР}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МАХ}} \quad (5.7)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{НБ}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$I_{\text{КЗ.внеш.мах}}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Коэффициент $K_{\text{НБ}}$ зависит от значений параметра $K_{10\text{отн}}$, остаточных индукций трансформаторов тока и ряда других факторов. При установке со всех сторон защищаемого трансформатора первичных трансформаторов тока со вторичным номинальным током, равным 5 А, принять коэффициент $K_{\text{НБ}}$ равным 0,7.

$$I_{\text{ОТС.СР}} = 1.2 \cdot 0.7 \cdot 5469 = 4594 \text{ А.}$$

Выбираем наибольшее из двух значений $I_{\text{отс.ср}}$. С учётом коэффициентов трансформации ТТ:

$$I_{\text{ОТС.СР.ВТОР}} = \frac{4594}{120} = 38,28 \text{ А.}$$

Проверим целесообразность ввода отсечки. Найдём $K_{\text{ч}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.МИН}}}{I_{\text{ОТС.СР}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2093}{4594} = 0.395$$

Дифференциальная токовая отсечка нецелесообразна, её нужно вывести из работы.

4.1.1.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Все оставшиеся защиты трансформатора 220/10 выполнены в терминале БМРЗ-ТР.

Максимальный рабочий ток через силовой трансформатор (несёт всю нагрузку ПС):

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{152400}{\sqrt{3} \cdot 220} = 400 \text{ (А).}$$

Ток срабатывания МТЗ:

									Лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.02.2018.271.ПЗ

$$I_{СЗ} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 400 = 428,6 \text{ (А)}.$$

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{428,6}{120} \cdot 1 = 3,57 \text{ (А)}.$$

Время срабатывания МТЗ, с учётом времени срабатывания вводного выключателя на секции:

$$t_{МТЗ.ТР} = t_{МТЗ-1.ВВ} + \Delta t.$$

Определим степень селективности между МТЗ ТР и МТЗ ВВ:

$$\Delta t = t_{ОТК.ВВ} + 2 \cdot t_{ПОГРЕШ.ОВ} + t_{ВОЗВ.ИО.Т.} + t_{ЗАП.}$$

$$\Delta t = 0,05 + 2 \cdot 0,035 + 0,044 + 0,1 = 0,264 \text{ с.}$$

$$t_{МТЗ.ТР} = 1,52 + 0,264 = 1,784 \text{ с.}$$

Выберем напряжение срабатывания:

$$U_{СР.2} = 0,5 \cdot U_{ном.втор} = 0,5 \cdot 100 = 50 \text{ В.}$$

6.1.1.6 Расчет защиты от перегрузки

$$I_{СЗ.ПЕР} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 200 = 214,28 \text{ (А)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ.ПЕР(2)} = \frac{I_{СЗ.ПЕР}}{n_T} \cdot k_{СХ} = \frac{214,28}{120} \cdot 1 = 1,78 \text{ (А)}.$$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК рекомендует принимать выдержку времени защиты от перегрузки из диапазона 9...10 с. Окончательно принимаем $t_{П.Т}=10$ с.

4.1.1.7 УРОВ

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

$$I_{уров} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0,05 \cdot 200 = 10 \text{ А;}$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} = \frac{10}{120} = 0,08 \text{ А.}$$

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ				

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{УРОВ}(2)\text{ФАКТ}} = 0,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО «ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} = 0,05 + 0,05 + 0,004 + 0,1 \\ = 0,204 \text{ с}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – полное время отключения выключателя;

$t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ;

$t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Вывод к главе 5:

С помощью методики расчёта уставок блока микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-ТД, были рассчитаны все необходимые защиты трансформатора 220/10 кВ.

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Продолжение таблицы 14

A301	ТА2.А	ШЗТ-МТ-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	2
N301					
B301	ТА2.В	ШЗТ-МТ-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	2
N301					
C301	ТА2,С	ШЗТ-МТ-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	2
N301					
A302	ТА2,А	ЭНИП-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	2
N302					
B302	ТА2,В	ЭНИП-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	2
N302					
C302	ТА2,С	ЭНИП-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	2
N302					
A303	ТА5.А	БМР3-152-ВВ-01	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	4
B303	ТА5.В				
C303	ТА5.С				
N303	ТА5				
A304	ТА6.А	БМР3-152-ВВ-02	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	4
B304	ТА6.В				
A304	ТА6.С				
C304	ТА6				

Продолжение таблицы 14

A305	ТА7.А	ШЗТ-МТ-1	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	4
B305	ТА7.В				
C305	ТА7.С				
N305	ТА7				
A306	ТА8.А	ШЗТ-МТ-1	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	4
B306	ТА8.В				
C306	ТА8.С				
N306	ТА8				
A307	ТА9.А	ШЗТ-МТ-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	4
B307	ТА9.В				
C307	ТА9.С				
N307	ТА9				
A308	ТА10.А	ШЗТ-МТ-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	4
B308	ТА10.В				
C308	ТА10.С				
N308	ТА10				
A309	ТА11.А	ЭНИП-2	50	КВВГЭНГ-LS 4x2,5	4
B309	ТА11.В				
C309	ТА11.С				

N309	TA11				
------	------	--	--	--	--

Продолжение таблицы 14

A310	TA12.A	ЭНИП-2	50	КВВГЭнг-LS 4x2,5	4
B310	TA12.B				
C310	TA12.C				
N310	TA12				

Таблица 15. – Вторичные цепи напряжения

№ цепи	Откуда	Куда	Длина	Марка кабеля	Количество использованных жил
A665	TV1	БМРЗ-152-ВВ-01	50	КВВГЭнг-LS 5x1,5	5
B665					
C665					
H665					
K665					
A663	TV2	БМРЗ-152-ВВ-02	50	КВВГЭнг-LS 5x1,5	5
B663					
C663					
H663					
K663					

В таблице 16 рассчитаем суммарную стоимость кабельной продукции исходя из стоимости выбранных кабелей.

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

Таблица 16 – Суммарная стоимость кабельной продукции

Марка кабеля	Длина одного кабеля, м	Количество	Цена, руб.	Сумма, м	Сумма, руб.
КВВГЭнг-LS 4x2,5	50	14	70	700	49000
КВВГЭнг-LS 5x1,5	50	2	50	100	5000
Итого:				800	54000

Из таблицы 16 видно, что суммарные затраты на покупку 800 метров кабеля составит 54000 рублей.

6 ОПИСАНИЕ «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ»

6.1 Цель создания цифровой подстанции

В проекте реализации цифровой подстанции достигаются следующие цели

- Унификация информационных протоколов обмена данными.
- Обеспечение способности к взаимодействию устройств.
- Сокращение кабельного хозяйства.
- Обеспечение наблюдаемости каналов сбора, передачи информации и управления.
- Снижение метрологических потерь во вторичных цепях.
- Упрощение способов тиражирования первичной информации.
- Упрощение механизмов поверки устройств.
- Применение устройств с обновляемым программным обеспечением.
- Унификация механизмов конфигурирования подстанции.
- Формирование единой системы диагностики. Переход к выполнению удаленной функциональной диагностики.
- Обеспечение информационной безопасности энергообъекта.
- Переход к необслуживаемым подстанциям.

Рассмотрим структуру цифровой подстанции выполненную в соответствии со стандартом МЭК 61850 (рис. 8).



Рисунок 8 – Структура цифровой подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня:

- полевой уровень (уровень процесса);
- уровень присоединения;
- стационарный уровень

Полевой уровень состоит из:

1. Первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (Micro RTU).
2. Первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока и напряжения).

Уровень присоединения состоит из интеллектуальных электронных устройств;

1. Устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счетчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.).
2. Терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Стационарный уровень состоит из:

1. Серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер SCADA, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д., концентратор данных).
2. Автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала подстанции

6.2 Особенности цифровой подстанции

Первой особенностью построения системы автоматизации «цифровых подстанций» является новый «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСО, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т.д.

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения[10]. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Оптические измерительные трансформаторы являются наиболее предпочтительными при создании систем управления и автоматизации «Цифровой подстанции», потому что используют инновационный принцип измерений, исключая влияние электромагнитных помех, так как основан на эффекте Фарадея. Это магнитооптический эффект, который заключается в том, что при распространении линейно поляризованного

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

первичное оборудование, а также осуществляют передачу информации на станционный уровень. К этим устройствам относятся контроллеры присоединения, терминалы МПРЗА и другие многофункциональные микропроцессорные устройства.

Третья особенность - структура ЦПС обладает высокой степенью гибкости. Устройства для цифровой подстанции могут быть выполнены по модульному принципу и позволяют совмещать в себе функции множества устройств. Гибкость построения цифровых подстанций позволяет предложить различные решения с учетом особенностей энергообъекта. В случае модернизации существующей подстанции без замены силового оборудования для сбора и оцифровки первичной информации можно устанавливать шкафы выносных УСО. При этом выносные УСО помимо плат дискретного ввода/вывода будут содержать платы прямого аналогового ввода (1/5 А), которые позволяют собрать, оцифровать и выдать в протоколе МЭК 61850-9-2 данные от традиционных трансформаторов тока и напряжения. В дальнейшем полная или частичная замена первичного оборудования, в том числе замена электромагнитных трансформаторов на оптические, не приведет к изменению уровня присоединения и подстанционного уровня. В случае использования КРУЭ имеется возможность совмещения функций выносного УСО, MergingUnit контроллера присоединения. Такое устройство устанавливается в шкаф 18управления КРУЭ и позволяет оцифровать всю исходную информацию (аналоговую или дискретную), а также выполнять функции контроллера присоединения и функции резервного местного управления.

Создание подобных проектов «Цифровой подстанции» невозможно без применения протокола МЭК 61850, являющегося основой всех цифровых коммуникаций в рамках энергообъектов.

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

7 ВЫБОР ЦИФРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

7.1 Выбор комбинированных оптических трансформаторов тока и напряжения на стороне ВН ПС

Исходя из данных полученных в п. 4.1.1.1. выберем комбинированные оптический трансформаторы тока и напряжения фирмы NxtPhase T&D Corporation NXVCT 220 кВ. Технические параметры предоставлены в таблице 18.

Данные оптические трансформаторы спроектированы, изготовлены и протестированы со всеми последними требованиями стандартов IEC и IEEE [14].

Таблица 18 – Технические параметры NXVCT

Параметр	Расчет	Значение
Диапазон рабочих напряжений	220кВ	110...800кВ
Класс напряжения	220кВ	220кВ
Частотный диапазон	–	10...15кГц
Номинальный первичный ток	460А	4000А
Термическая и электродинамическая стойкость	32; 14кА	63; 170кА
Выходной сигнал: -аналоговый Ток Напряжение -цифровой	–	1 А; 100; 100√3 В по МЭК 61850-9-2LE

7.2 Выбор комбинированных оптических трансформаторов тока и напряжения на стороне НН ПС

В настоящее время на рынке электроэнергетики России отсутствует предложение серийных оптических измерительных трансформаторов напряжения и тока на класс напряжений 6-35 кВ, то было принято решение выбрать опытный

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.02.2018.271.ПЗ					

образец комбинированного оптического измерительного трансформатора тока и напряжения КРИСМАРС-СТ/VT компании «НПП Марс-Энерго». Технические данные данного измерительного трансформатора [15] представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические параметры КРИСМАРС-СЕ/VT

Параметр	Расчет	Значение
Диапазон рабочих напряжений	10 кВ	0,4...35кВ
Класс напряжения	10 кВ	От 6 до 35кВ
Частотный диапазон	–	10...6000Гц
Номинальный первичный ток	4600А	100...5000А
Класс точности	–	0,2S; 0.5S
Термическая и электродинамическая стойкость	17,16; 61,45кА	100; 150кА
Выходной сигнал: -аналоговый Ток Напряжение -цифровой	–	1 А; 100; 100√3 В по МЭК 61850-9-2LE

7.3 Выбор необходимого цифрового оборудования для подстанции

Для полноценного функционирования силового оборудования необходимо выбрать цифровое оборудование.

В состав NXVCT входит всё необходимое оборудование [14];

- Изоляционные колонны;
- Кабельный тракт, включающий в себя кабельный бокс, фидерные и магистральные кабели;
- Модульный комплект электроники, размещаемые в стандартной 19” стойке

Модульный комплект электроники состоит из:

1. Электронно-оптический блок содержит электронные модули, предназначенные для опроса оптических датчиков, обработки сигналов, самодиагностики и вывода данных (цифровой или низкоуровневый аналоговый интерфейс). Блок может содержать следующие модули:
 - Электронный модуль преобразователя тока (СТ). Электронный модуль СТ находится в электронно-оптическом блоке и предназначен для подключения и обработки сигналов трех токовых головок. Этот модуль имеет низкоуровневые аналоговые (LEA) выходы (один или два).
 - Электронный модуль преобразователя напряжения (VT). Электронный модуль VT предназначен для подключения и обработки сигналов трех датчиков напряжения. Этот модуль также имеет низкоуровневые аналоговые (LEA) выходы (один или два).
 - Модуль контроля состояния контролирует все электронные модули в стойке электроники и обеспечивает одноточечный доступ к информации о статусе системы. Модуль находится в электронно-оптическом блоке (вместе с электронными модулями СТ или VT) и имеет следующие индикаторы и порты на передней панели электронно-оптического блока:
 - Зеленый - Включение питания
 - Красные – "Неверные данные"(DI), "Требуется обслуживание"(MR)
 - Статусный последовательный порт RS-232.

На задней панели электронно-оптического блока расположены:

- Контакты реле "Требуется обслуживание"
- Контакты реле "Неверные данные"
- Дополнительно оптико-электронный блок может обеспечить выход цифровых данных, в соответствии с IEC 61850-9-2 от электронных модулей СТ и VT. Модуль цифрового интерфейса находится (опционально) в электронно-оптическом блоке (вместе с электронными модулями СТ или VT). Модуль цифрового интерфейса имеет следующие порты:
 - Порты Ethernet (RJ-45 и/или оптические разъемы)
 - Вход синхронизации GPS (BNC и/или оптические разъемы)

1.1 Оптический кросс: Используется в качестве стыка между магистральным волоконно-оптическим кабелем и электронно-оптическим блоком. Кросс укомплектовывается тремя сплайс-пластинами и необходимым количеством оптических розеток, пигтейлов, КДЗС и обеспечивает простую фиксацию волокон и безопасное хранение сварных соединений в термоусадочных оболочках.

1.2 Усилитель тока и блок питания - CAPSU

1.3 Блок питания

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Блок питания обеспечивает постоянные напряжения, требуемые другими модулями в стойке электроники. Блок питания может быть автономным или внутри другого блока. Для автономного варианта это может быть блоком устанавливаемый в 19" стойку или монтируемый на DIN рельс.

Модуль усилителя тока

Три модуля усилителя тока располагаются в одном блоке (вместе с блоком питания) и обеспечивают формирование HEA сигнала тока с номинальным значением 1А (опционально 5А) из выходного сигнала LEA электронного модуля преобразователя тока.

На передней панели CAPSU расположены светодиодные индикаторы:

- “Индикация включения питания”
- “Требуется обслуживание” и “Неверные данные”

На задней панели блока расположены:

- Разъемы питания;
- Разъемы сигналов LEA/HEA.
 - Усилители тока имеют различные характеристики по динамическому диапазону, точностным и нагрузочным характеристикам, поэтому требует особого внимания при размещении заказа.
 - Блок усилителя напряжения содержит три модуля усилителей напряжения. Они формируют сигналы (HEA) с номинальными значениями 69В, 115В или иных из выходных сигналов (LEA) электронного модуля VT. Блок усилителей напряжения содержит на передней панели три светодиодных индикатора:
 - “Питание“;
 - “Требуется обслуживание“;
 - “Неверные данные“.

На задней панели блока расположены:

- Разъемы питания и сигналов LEA/HEA.
- Усилители тока имеют различные характеристики по динамическому диапазону, точностным и нагрузочным характеристикам, поэтому требует особого внимания при размещении заказа.

7.4 Выбор цифрового оборудования на стороне НН ПС

Для КРИСМАРС СТ/VT в комплекте предоставляются:

- оптический датчик тока
- оптический датчик напряжения

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- формирование и предоставление на верхний уровень диагностических сигналов о состоянии каналов связи с устройствами нижнего уровня.
- возможность резервирования комплектов;
- аварийная сигнализация и самодиагностика;
- «горячая» замена блоков питания;
- «горячая» замена батареи BIOS;
- работа в качестве NTP-сервера;

7.4.5 Выбор регистратора электрических событий

Для измерений в одно- и трехфазных электрических сетях тока, напряжения, фазового сдвига, мощности, коэффициента мощности и частоты в определенные моменты времени и регистрации этих измерений в штатных и аварийных ситуациях (регистрация «электрических событий») в оборудовании энергетических объектов был выбран цифровой регистратор электрических событий РЭС-3 [18].

Основные функции:

- осциллографирование текущих нормальных и аварийных режимов (система РАС);
- регистрация дискретных сигналов релейной защиты и автоматики (РЗА);
- запуск регистрации аварийного режима производится автоматически при возникновении любой из следующих причин:
 - отклонение в любую сторону от уставки сигнала в любом аналоговом канале;
 - отклонение в любую сторону от уставки вычисляемого сигнала (частота, мощности, сопротивления, токи прямой, обратной, нулевой последовательностей, напряжения прямой, обратной, нулевой последовательностей);
 - срабатывание любого дискретного канала;
 - одновременное срабатывание нескольких дискретных каналов по логике «И»;
- обработка информации в реальном времени, циклическую запись информации на носитель с защитой от выборочного удаления;
- построение векторных диаграмм в режиме реального времени;
- вычисление активной, реактивной и полной мощностей, симметричных составляющих токов и напряжений, частоты;
- вычисление сопротивлений линии;
- синхронизацию времени по протоколам SNTP, IRIG-B
- встроенная программно-аппаратная самодиагностика;
- ведение суточных архивов усредненных измеряемых и вычисляемых величин;

										Лист
										63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

- «TDM-Monitor» (ПО), устанавливаемый на персональном компьютере, на пульте управления подстанцией.

Структурная схема системы мониторинга разрабатывается исполнителем, по согласованию с заказчиком.

Передача информации в системы верхнего уровня производится по интерфейсу RS-485 (протоколам ModbusRTU или TCP) или USB.

7.4.8 Выбор микропроцессорного устройства РЗА

Для защиты трансформатора выберем терминал РЗА фирмы «ЭКРА» БЭ2704v04, который выполняет все необходимые условия:

- Поддержка протоколов МЭК61850 (MMS, GOOSE) МЭК61850LE(SV)
- Порты связи: RJ45 (MTRJ) для интеграции в шину ПС (МЭК61850) MTRJ для интеграции в шину процесса (МЭК61850) 1 USB для подключения ПК
- Синхронизация по сигналу отдельный оптический вход)
- Высокочастотные защиты линии;
- Ступенчатые защиты (дистанционные, токовые) линий, трансформаторов;
- Дифференциальная защита трансформатора;
- Дифференциальная защита шин (12 присоединений).

7.4.9 Выбор GSM/GPRS-коммуникатора

Для организации беспроводного прозрачного канала передачи данных в распределительных системах сбора и передачи информации, коммерческого учёта электрической энергии на объектах электроэнергетики выберем GSM/GPRS коммуникатор PGC. 02 [18].

Основные функции:

- передача данных коммерческого и технического учета отпуска (потребления) электроэнергии от счетчиков электрической энергии на верхние уровни;
- передача данных по VPN-туннелю;
- организация резервного канала для систем АСКУЭ;
- организация канала для конфигурирования счетчиков электрической энергии;
- регистрация дискретных сигналов с автоматической отправкой SMS на указанный абонентский номер;
- загрузка программного обеспечения по каналам CSD/GPRS;

										Лист
										65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.02.2018.271.ПЗ

8 РАСЧЕТ КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Для упрощения расчёта кабельной продукции примем, что все используемые кабеля выполнены в виде ВОК. Так как расчёт производится для одной подстанции, то примем, что длина ВОК до ЗРУ составляет 50 метров. Общее количество кабелей по схеме составляет 15.

Согласно с НТП ПС «ФСК ЕЭС» п. 15.3 [20] выберем волоконно-оптический кабель марки ОКПБ-НУ-8Е2-2,7, который соответствует всем нормам.

Таблица 20. – вторичные цепи цифровой подстанции

№	Откуда	Куда	Длина	Марка кабеля
A320	NXCVT	Оптический кросс	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
A321	ТА2.А	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
B322	ТА2.В	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
C323	ТА2.С	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
A324	TV1	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
B325	TV1	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
C326	TV1	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7

Продолжение таблицы 20

A327	ТА3.А	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
B328	ТА3.В	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
С329	ТА3.С	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
A330	TV2	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
B331	TV2	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
С332	TV2	Электронно-оптический блок	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
A333	TDM	ARIS CS-H (основной)	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7
A334	TDM	ARIS CS-H (резерв)	50	ОКПБ-НУ-8Е2-2,7

В таблице 21 рассчитаем суммарную стоимость оптической кабельной продукции исходя из стоимости 40,8 руб. за 1 метр выбранного кабеля .

Таблица 21. – Суммарная стоимость ВОК

Марка кабеля	Длина одного кабеля, м	Количество	Цена, руб.	Сумма, м	Сумма, руб.
ОКПБ-НУ-8Е2-2,7	50	15	40,8	750	30600
Итого				750	30600

Из таблицы 21 видно, что суммарная стоимость 750 метров оптического кабеля составляет 30600 рублей.

Для обеспечения оптической связи между устройствами цифровой подстанции выберем кабель витая пара FTP cat 5e 2x2. Количество и длина кабелей предоставлена в таблице 22.

Таблица 22 – Оптические кабеля связи

Оборудование	Количество кабелей	Длина, м	Суммарная длина, м
Электронно-оптический блок NXVCT	2	8	16
Электронно-оптический блок NXCT	2	8	16
ARIS C30x	8	8	64
Терминал РЗА	8	8	64
ARIS C303	4	8	32
РЭС-3	4	8	32
ARIS EM45	4	8	32
ИСС	4	8	32
PGC.02	4	8	32
AMU	24	8	192

Из таблицы 22 сделаем вывод, что суммарная длина FTP cat 5e LAN составляет 512 метров. Примем, что цена за 1 метр данного кабеля составляет 17 рублей.

Заключение

Внедрение автоматизированных систем управления подстанциями представляет собой сложную задачу, плохо поддающуюся унификации. Появление новых международных стандартов и информационных технологий открывает возможности современных подходов к решению этой проблемы, позволяя создать подстанцию нового типа – цифровую. Отличительными характеристиками ЦПС являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею. В перспективе цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети (SmartGrid).

Система автоматизации энергообъекта, построенного по технологии «Цифровая подстанция», делится на три уровня: полевой уровень (уровень процесса); уровень присоединения; стационарный уровень.

Создание подобных проектов ЦПС невозможно без применения протокола МЭК 61850, являющегося основой всех цифровых коммуникаций в рамках энергообъектов.

Реализация инновационного решения «Цифровой подстанции» приводит к увеличению кабельной продукции, но затраты на неё уменьшаются на 28

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.
2. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-востандартов, 1998, – 131 с.
3. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе- http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/
4. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. -http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=23788
5. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
6. Правило устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011. – 928с.
7. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ ТД .- [http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03\(04\)-20-11_\(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD\).pdf](http://www.monitor.mtrele.ru/manual_4/%C1%EB%EE%EA_%EC%E8%EA%F0%EE%EF%F0%EE%F6%E5%F1%F1%EE%F0%ED%FB%E9_%F0%E5%EB%E5%E9%ED%EE%E9_%E7%E0%F9%E8%F2%FB_%C1%CC%D0%C7-%D2%C4-03(04)-20-11_(%C4%C8%C2%C3_648228_016-03_%D0%DD).pdf)
8. Элегазовые трансформаторы тока типа ТРГ- УЭТМ 220 - http://www.uetm.ru/products/146/177/_aview_b16
9. «ЗАО Группа компаний Электрощит ТМ – Самара. Каталогпродукции» - <http://electroshield.ru/catalog/>
- 10.ГОСТ Р МЭК 61850-9-2. «Сети и системы связи на подстанциях».Назначение на определенный коммуникационный сервис – Передача мгновенных значений по интерфейсу МЭК 8802-3
- 11.В. В. Афанасьев, Н. М. Адоньев, В. М. Кибель «Трансформаторы тока». –2е изд., —Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1989 г.

										Лист
										73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					13.04.02.2018.271.ПЗ	

20. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf
21. Шкафы РЗА для подстанций 110-220 кВ.
http://www.mtrele.ru/shop/shkafy_rza/shkafi_dlya_podstanciy_110_kv1/
22. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. -http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=23788

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

					13.04.02.2018.271.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76