



Общество с ограниченной ответственностью  
«Электропромсервис»

«Реконструкция ПС 110 кВ Ямал филиала  
ОАО «Тюменьэнерго» Северные Электрические Сети»

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 3 «Релейная защита и автоматика»

130708-Т5.7.3-РЗ

Том 5.7.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Вологда

2013



Общество с ограниченной ответственностью  
«Электропромсервис»

«Реконструкция ПС 110 кВ Ямал филиала  
ОАО «Тюменьэнерго» Северные Электрические Сети»

## ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 3 «Релейная защита и автоматика»

130708-Т5.7.3-РЗ

Том 5.7.3

Руководитель проектного бюро

А.А. Понидаев

Главный инженер проекта

С.В. Жданов



Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Изм. № подл.	3262
Подп. и дата	26.12.13 <i>А.А.</i>
Взам. инв. №	

Вологда

2013



Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	130708-Т1-ПЗ	Пояснительная записка	
2		Схема планировочной организации земельного участка	не разрабатывается
3		Архитектурные решения	не разрабатывается
4		Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.1	130708-Т4.1-КР	ПС 110 кВ Ямал	
4.2	130708-Т4.2-КР	Кабельная линия 10 кВ	
5		Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений	
5.1		Система электроснабжения	не разрабатывается
5.2		Система водоснабжения. Система водоотведения. Внутренние сети	не разрабатывается
5.3		Система водоснабжения. Система водоотведения. Наружные сети	не разрабатывается
5.4		Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	не разрабатывается
5.5		Сети связи	не разрабатывается
5.6		Система газоснабжения	не разрабатывается
5.7		Технологические решения	
5.7.1	130708-Т5.7.1-ЭП	Электротехнические решения ПС	
5.7.2	130708-Т5.7.2-ТКР	Технологические и конструктивные решения КЛ-10 кВ	
5.7.3	130708-Т5.7.3-РЗ	Релейная защита и автоматика	
5.7.4	130708-Т5.7.4-ППО	Проект полосы отвода	
6	130708-Т6-ПОС	Проект организации строительства	
7	130708-Т7-ПОД	Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	
8	130708-Т8-ООС	Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
9	130708-Т9-ПБ	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
10		Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	не разрабатывается
10(1)		Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	не разрабатывается

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

130708-СП

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Жданов			<i>Жданов</i>	11.13
Н.контр.	Ильин			<i>Ильин</i>	11.13
ГИП	Жданов			<i>Жданов</i>	11.13

«Реконструкция ПС 110 кВ Ямал  
филиала ОАО «Тюменьэнерго» Северные  
Электрические Сети»

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	2



ЭЛЕКТРОПРОМСЕРВИС  
г. Вологда

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
10(2)	130708-Т10(2)-ТБЭ	Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
11	130708-Т11-СМ	Смета на строительство объектов капитального строительства	
12		Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами	
12.1	130708-Т12.1-ГОЧС	Мероприятия по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	не разрабатывается
		<u>Общие материалы</u>	
	130708-201-ИЗ1	Технический отчет по инженерно-геодезическим изысканиям	
	130708-201-ИЗ2	Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям	
	130708-201-ИЗ3	Технический отчет по инженерно-экологическим изысканиям	

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			130708-СП						
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

### Содержание

- 1. Общая часть .....2
- 1.1. Основания для разработки раздела .....2
- 1.2. Общая характеристика подстанции.....2
- 2. Основные технические решения по релейной защите и автоматике.....2
- 2.1. Краткая характеристика существующей РЗА .....3
- 2.2. Автоматика управления ДГР, ОПФ .....3
- 2.3. Решения по релейной защите, принятые в рамках данного проекта .....5
- 2.4. Защита вторичных цепей трансформатора напряжения 10 кВ от феррорезонансных перенапряжений .....6
- 2.5. Расчет мощности вторичных обмоток трансформатора напряжения.....7
- 3. Расчет уставок защит присоединений.....10
- 3.1. Расчет уставок МТЗ вводов 10 кВ РТП .....10
- 3.2. Расчет уставок МТЗ КЛ-10 кВ РТП-1,2 на ПС Ямал..... 11
- 3.3. Расчет уставок МТЗ СВ-10 кВ на ПС Ямал..... 12
- 3.4. Расчет уставок МТЗ вводов 10 кВ Т-1, Т-2 на ПС Ямал ..... 13
- Приложение А.....14
- Лист регистрации изменений..... 15

Согласовано					
Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

130708-Т5.7.3-РЗ.ПЗ

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Логинов			11.13
Проверил		Сараев			11.13
Н.контр.		Ильин			11.13
ГИП		Жданов			11.13

«Реконструкция ПС 110 кВ Ямал  
филиала ОАО «Тюменьэнерго» Северные  
Электрические Сети»  
Релейная защита и автоматика  
Пояснительная записка

Стадия	Лист	Листов
П	1	15



## 1. Общая часть

### 1.1. Основания для разработки раздела

Данный раздел проекта выполнен на основании технического задания на выполнение проектных работ по объекту «Реконструкции ПС 110 кВ Ямал филиала ОАО «Тюменьэнерго» Северные Электрические Сети». Договор №Э130708 от 23.07.2013 г.

### 1.2. Общая характеристика подстанции

ПС 110/10/10 кВ Ямал предназначена для электроснабжения потребителей жилого сектора и промышленных предприятий города Новый Уренгой, в районе Западной магистрали и 12 микрорайона в зоне действия сетей 10 кВ.

Данный объект представляет собой ПС, на территории которой расположены: ЗРУ-110 кВ, ЗРУ-10 кВ, здания ОПУ, преобразовательные электроустановки (силовые трансформаторы ТРДН-25000/110/10/10). Трансформаторы собственных нужд (ТМГ-100/10/0,4) установлены наружно в составе ячеек КРУН-10 кВ серии К-59 УХЛ1.

Подстанция без постоянного дежурного персонала. ПС находится в ремонтном и техническом обслуживании ОВБ филиала ОАО «Тюменьэнерго» Северные ЭС.

ЗРУ-110 кВ выполнено по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», с подключением двух ВЛ. ЗРУ-10 кВ выполнено по схеме 10-2 «Две секционированные выключателями системы шин». РУ-10 кВ выполнено на базе КРУ-10 кВ серии К-63 и имеет возможность подключения 16 отходящих линий 10 кВ, ДГР 10 кВ, трансформаторов напряжения.

## 2. Основные технические решения по релейной защите и автоматике

Основные технические решения по релейной защите и автоматике приняты на основании задания на проектирование «Реконструкции ПС 110 кВ Ямал филиала ОАО «Тюменьэнерго» Северные Электрические Сети», в соответствии с требованиями НТД (ПУЭ, ПТЭ, НТП ПС, Положение о технической политике ОАО «Тюменьэнерго», СТО 56947007-29.060.20.020-2009 «Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше»). Проектом предусматривается установка современных микропроцессорных устройств защит и автоматики.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ						Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	2

## 2.1. Краткая характеристика существующей РЗА

### 2.1.1. ПС 110 кВ Ямал

РЗА силовых трансформаторов выполнена на базе шкафов типа ШЭ 2607 041. Газовые защиты трансформатора и РПН действуют на сигнал и на отключение. Защита и автоматика элементов ЗРУ-10 кВ (ввод, секционный выключатель, отходящая линия, трансформатор напряжения) выполнена на базе терминалов ТЭМП-2501. Защита от замыканий на землю, реализованная на терминалах ТЭМП-2501, выполнена с действием на сигнал. Дуговую защиту ячеек ЗРУ-10 кВ выполняют устройства ОВОД-МД. АЧР выполнена на базе микропроцессорного реле SPAF 340 С3. Автоматика ДГР, выполненная на устройствах САНК, выведена из работы. УРОВ реализовано на терминалах защит, выполняется с контролем по току и действием на отключение вышестоящего выключателя при отказе выключателя собственного присоединения.

### 2.1.2. РТП 10 кВ

РЗА элементов ЗРУ-10 кВ (ввод, секционный выключатель, отходящая линия, трансформатор напряжения, силовой трансформатор) выполнена на базе терминалов ТЭМП-2501. Защита от замыканий на землю, реализованная на терминалах ТЭМП-2501, выполнена с действием на сигнал. Дуговую защиту ячеек ЗРУ-10 кВ выполняют устройства ОВОД-МД. АЧР выполнена на базе микропроцессорного реле SPAF 140 С. УРОВ реализовано на терминалах защит, выполняется с контролем по току и действием на отключение вышестоящего выключателя при отказе выключателя собственного присоединения.

## 2.2. Автоматика управления ДГР, ОПФ

На основании расчета емкостных токов замыкания на землю предусматривается замена существующих дугогасящих реакторов. Для автоматики управления ДГР и определения поврежденного фидера (ОПФ) при ОЗЗ в сети 10 кВ предусматривается установка двух шкафов «Бреслер-0117.168.2» производства ООО «НПП Бреслер». Каждый шкаф состоит из одного комплекта автоматики управления ДГР на базе микропроцессорного терминала «Бреслер-0107.061.2» и одного комплекта ОПФ на базе микропроцессорного терминала «Бреслер-0107.081.2».

Место установки шкафов А3 «Автоматика управления ДГР и ОПФ 1, 2 с.ш. 10 кВ» и А4 «Автоматика управления ДГР и ОПФ 3,4 с.ш. 10 кВ» – в ЗРУ-10 кВ, на место

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

130708-Т5.7.3-РЗ.ПЗ

Лист

3

демонтируемой панели автоматики ДГР «САНК» (см. 130708-Т5.7.3-Р3.2). Каждый терминал «Бреслер-0107.061.2» предназначен для управления двумя ДГР.

Для функции определения поврежденного фидера при однофазном замыкании на землю в сети 10 кВ предлагается децентрализованная (рассредоточенная) система, состоящая из центрального терминала «Бреслер-0107.081.2», отвечающего за две секции шин, и фидерных терминалов «Бреслер-0107.085». Фидерные терминалы устанавливаются в релейных отсеках ячеек ЗРУ-10 кВ и подключаются к ТТНП присоединений. В проекте предусматривается последовательное включение фидерных терминалов и терминалов защиты и автоматики ТЭМП 2501 по токовым цепям ТТНП. Система ОПФ в виде центрального терминала и фидерных терминалов выполняет функции определения и отключения поврежденного фидера, а терминалы ТЭМП 2501 – функцию индикации конкретного присоединения с ОЗЗ. Связь между центральным и периферийными устройствами выполняется кабелем промышленного интерфейса типа «витая пара». Питание фидерных терминалов осуществляется из шкафа автоматики ДГР и ОПФ.

Так как система ОПФ подключается к ТТНП, то установка дополнительного трансформатора тока в фазу «В» с целью организации фильтра токов нулевой последовательности не требуется.

В ячейках №1.7 и №4.7 (КЛ-10 кВ РТП-1, РТП-2) предусматривается установка новых ТТНП типа ТЗЛМ-200 (диаметр окна 200 мм.), по две штуки в каждую ячейку, ввиду невозможности монтажа новых кабелей в окно существующих ТТНП ТЗЛМ-1 (диаметр окна 70 мм). В окно каждого ТТНП пропускается пучок из трех одножильных кабелей разной фазировки, расположенных треугольником. Вторичные цепи двух ТТНП одного присоединения подключаются параллельно. Схема установки ТТНП на кабель будет представлена в рабочей документации.

В ячейках №1.8, №2.8, №3.8, №4.8 (ДГР 1, 2, 3, 4 с.ш. соответственно) не предусматривается установка новых ТТНП, вновь прокладываемый кабель к ДГР пропускается через окно существующего ТТНП типа ТЗЛМ-1. Включение данных присоединений в систему ОПФ в данном проекте не предусматривается в соответствии с приложением А. Для возможности в перспективе определять замыкание на фидере к ДГР данным проектом закладываются все необходимые устройства (фидерные терминалы) и материалы (соединительные кабели, ответвители).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ

Лист

4

Сигнализация терминалов «Бреслер-0107.061.2» и «Бреслер-0107.081.2» выводится на предупредительную звуковую сигнализацию ЕНР1. Сигналы «ОЗЗ № секции» предлагается завести на дискретные входы терминала «Сириус-ЦС», запрограммированные на предупредительную сигнализацию, с целью удобства определения секции шин с замыканием на землю.

Оперативное питание шкафов А3 и А4 организуется от ШУОТ №2, от существующих резервных автоматических выключателей.

### 2.3. Решения по релейной защите, принятые в рамках данного проекта

В ходе реконструкции будет произведена замена существующего кабеля 10 кВ от шин 10 кВ ПС Ямал до существующей РТП 10 кВ на кабель большей пропускной способности. Данная замена не повлечет за собой изменения конфигурации сети, поэтому замена существующих устройств РЗА не требуется, изменения коснутся алгоритмов работы РЗА. В соответствии с п.п. 6.5.1 СТО 56947007-29.060.20.020-2009 «Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше», для защиты кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при ОЗЗ необходимо отключать поврежденное присоединение. Напряжение  $3U_0$  в шкафы предполагается заводить через ключ выбора: положение 1 (нормальный режим работы) – напряжение с сигнальной обмотки ДГР (в соответствии с рекомендациями ООО «НПП Бреслер» терминал ОПФ подключить к сигнальной обмотке, см. приложение А), положение 2 (при выводе в ремонт ДГР) – напряжение с обмотки «разомкнутый треугольник» трансформатора напряжения.

В устройстве ОПФ реализованы следующие алгоритмы:

1. По высшим гармоническим составляющим токов нулевой последовательности.
2. По накладываемым в контур нулевой последовательности сигналам не промышленной частоты. При возникновении ОЗЗ появляется напряжение  $3U_0$ . Терминал «Бреслер-0107.081.2» измеряет это напряжение и, если оно выше уставки, подает команду на работу блока наложения и запускается алгоритм ОПФ. Блок наложения формирует сигналы определенного спектра в контуре нулевой последовательности, под воздействием которых в каждом фидере, отходящем от секции шин, формируется ток нулевой последовательности. С помощью ТТНП и фидерных терминалов фиксируются токи каждого фидера. За серию импульсов выбирается фидер, у которого составляющие тока нулевой последовательности максимальны, и оценивается как поврежденный.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

130708-Т5.7.3-РЗ.ПЗ

- 3. По направлению мощности нулевой последовательности.
- 4. По анализу составляющих переходного процесса.

Совокупность методов позволяет с высокой точностью определить поврежденное присоединение. При выводе ДГР в ремонт (ключ выбора напряжения 3U<sub>0</sub> переводится в положение 2) второй алгоритм системы ОПФ (по накладываемым сигналам непромышленной частоты) выводится из работы, т.к. блок наложения посылает сигнал в сигнальную обмотку ДГР, выведенного в ремонт.

Проектом предусматривается возможность отключения поврежденного фидера. Т.к. на данный момент неизвестно, какие линии будут отходить от резервных ячеек (ВЛ, КЛ, КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена), то предусматривается установка трехпозиционного ключа «ОТКЛ-ВЫВОД-СИГНАЛ» на дверце релейного отсека фидерных ячеек с целью возможности выбора действия ОПФ при ОЗЗ на отключение/на сигнал либо вывод из действия. По данному проекту предусматривается действие на отключение при ОЗЗ на фидерах РТП-1, РТП-2; действие на сигнал – при ОЗЗ на фидерах У-Дача и Фемида.

Режим заземления нейтрали – компенсированная (в соответствии с п.п. 6.5.1 СТО 56947007-29.060.20.020-2009 «Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ и выше», в действующих сетях следует применять плавно регулируемые ДГР с автоматическими регуляторами настройки компенсации).

Заземление экранов вновь прокладываемых кабелей 10 кВ – с двух сторон (более подробно см. 130708-Т5.7.2-ТКР).

#### **2.4. Защита вторичных цепей трансформатора напряжения 10 кВ от феррорезонансных перенапряжений**

Проектом предусматривается установка антирезонансных трансформаторов напряжения (ТН) типа НАЛИ-СЭЩ-10 на каждой секции шин 10 кВ ПС 110 кВ Ямал и РТП 10/0,4 кВ, имеющих по три вторичные обмотки 0,2/0,5/3Р («звезда» для учета, «звезда» для защиты и измерений, «разомкнутый треугольник» для защиты). Защита от феррорезонансных перенапряжений достигается введением в первичную цепь, связанную с землей, индуктивного сопротивления в виде трансформатора нулевой последовательности (ТНП). Введение этого сопротивления выполняется путем дещунтирования его вторичной обмотки с помощью

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

релейной схемы, реагирующей на повышение напряжения нулевой последовательности на зажимах дополнительной вторичной обмотки ТН.

## 2.5. Расчет мощности вторичных обмоток трансформатора напряжения

Произведем расчет мощности вторичных обмоток ТН. Фактическая нагрузка ТН определяется как сумма нагрузок по цепям напряжения всех подключенных устройств с учетом резервирования цепей ТН (переводом всех присоединений на один ТН):

$$S_{\text{ФАКТ}} = \sum S_{\text{РАСЧ}} \quad (2.1)$$

Трансформаторы напряжения, согласно требованиям ГОСТ 1983-2001, работают в заданном классе точности при выполнении условия, что мощность активно-индуктивной нагрузки при коэффициенте мощности 0,8 находится в пределах

$$0,25 \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \left( \frac{U_1}{U_{1\text{НОМ}}} \right) \leq S_{\text{ФАКТ}} \leq S_{\text{НОМ}} \cdot \left( \frac{U_1}{U_{1\text{НОМ}}} \right) \quad (2.2)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность ТН, (ВА);

$U_1$  – значение первичного напряжения, подведенного к ТН, (В);

$U_{1\text{НОМ}}$  – номинальное значение напряжения первичной обмотки ТН, (В).

В случае, если фактическая нагрузка не удовлетворяет этому условию, необходимо произвести выбор догрузочных резисторов во вторичных цепях ТН. Догрузить будем до 50% мощности обмотки.

Необходимое значение мощности, потребляемой догрузочными резисторами, определяется по выражению:

$$S_{\text{ДОГР}} = 0,5S_{\text{НОМ}} - S_{\text{ФАКТ}} \quad (2.3)$$

Сопротивление догрузочного резистора на каждую фазу обмотки «звезда» определится по выражениям соответственно:

$$R_{\text{ДОГР.У}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{3 \cdot S_{\text{ДОГР}}} \quad (2.4)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  - номинальное линейное напряжение 100 В.

### 2.5.1. Расчет трансформаторов напряжения на ПС 110 кВ Ямал

Обмотка «звезда» класса точности 0,2, предназначенная для учета. Расчет см. табл. 2.1.

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									7
130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ									

Таблица 2.1 – Расчет обмотки 0,2 на ПС 110 кВ Ямал

Наименование присоединения	Тип ТН	$K_{ТН}$	Класс точности	$R_{доп.}, \text{ВА}$	$R_{счетчика}, \text{ВА}$	НСЧ.	$R_{сумм.}, \text{ВА}$	Загрузка, %	$R_{догр.}, \text{ВА}$	$R_{сумм.} + R_{догр.}, \text{ВА}$	Загрузка, %
10 кВ (минимальное количество счетчиков)											
ТН 10	НАЛИ-СЭЩ-10	10/0,1	0,2	30	1,5	6	9	30,0	-	9	30,0
10 кВ (максимальное количество счетчиков)											
ТН 10	НАЛИ-СЭЩ-10	10/0,1	0,2	30	1,5	13	19,5	65,0	-	19,5	65,0

Мощность обмотки 0,2: 30 ВА. Установка догрузочных резисторов не требуется.

Обмотка «звезда» класса точности 0,5, предназначенная для измерений и защиты и «разомкнутый треугольник» класса точности 3Р, предназначенная для защиты. Расчет см. табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет обмотки 0,5 и 3Р на ПС 110 кВ Ямал

Обмотки	Наименование приемника	Потребляемая мощность, ВА/ф	Кол-во приемников, шт	Общая потребляемая мощность, ВА/ф
Обмотка №2 (звезда)	Терминал ТЭМП-2501-21	0,75	2	1,5
	Шкаф 2607	0,5	2	1
	Терминал РПН РТК-01	1	2	2
	Терминал АЧР SPAF340	0,5	2	1
	Ваттметр СР3020	0,1	2	0,2
	Варметр СР3020	0,1	2	0,2
	Вольтметр СВ3020	0,1	2	0,2
	Терминал Бреслер-0107.081	0,1	1	0,1
	Догрузочные резисторы	10	1	10
	ИТОГО	-	-	16,2
Обмотка №3 (разомкн. треуго.)	Терминал ТЭМП-2501-21	0,75	2	1,5
	Терминал Бреслер-0107.081	0,1	1	0,1
	Терминал Бреслер-0107.060	1	1	1
	Терминал Бреслер-0107.085	0,1	10	1
	ИТОГО	-	-	3,6

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Мощность обмотки 0,5: 30 ВА. В ячейках ТН необходимо установить догрузочные резисторы трехфазные МР3021 3x10 ВА.

Мощность обмотки 3Р: 30ВА. Установка догрузочных резисторов не требуется, т.к. ГОСТ-1983-2001 предъявляет требования по загрузке обмоток к метрологическим характеристикам, а «разомкнутый треугольник» для измерений не используется.

#### 2.5.2. Расчет трансформаторов напряжения на РТП 10/0,4 кВ

Обмотка «звезда» класса точности 0,2, предназначенная для учета. Расчет см. табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет обмотки 0,2 на РТП 10/0,4 кВ

Наименование присоединения	Тип ТН	К <sub>ТН</sub>	Класс точности	Р <sub>доп.</sub> , ВА	Р <sub>счетчик</sub> , ВА	НСЧ.	Р <sub>сумм.</sub> , ВА	Загрузка, %	Р <sub>догр.</sub> , ВА	Р <sub>сумм.+ Р<sub>догр.</sub></sub> , ВА	Загрузка, %
10 кВ (минимальное количество счетчиков)											
ТН 10	НАЛИ-СЭЩ-10	10/0,1	0,2	30	1,5	9	13,5	45,0	-	13,5	45,0
10 кВ (максимальное количество счетчиков)											
ТН 10	НАЛИ-СЭЩ-10	10/0,1	0,2	30	1,5	18	27	90,0	-	27	90,0

Мощность обмотки 0,2: 30 ВА. Установка догрузочных резисторов не требуется.

Обмотка «звезда» класса точности 0,5, предназначенная для измерений и защиты и «разомкнутый треугольник» класса точности 3Р, предназначенная для защиты. Расчет см. табл. 2.4

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ

Таблица 2.4 – Расчет обмотки 0,5 и 3Р на РТП 10/0,4 кВ

Обмотки	Наименование приемника	Потребляемая мощность, ВА/ф	Кол-во приемников, шт	Общая потребляемая мощность, ВА/ф
Обмотка №2 (звезда)	Терминал ТЭМП-2501-21	0,75	2	1,5
	Терминал АЧР SPAF340	0,5	2	1
	Ваттметр СР3020	0,1	2	0,2
	Варметр СР3020	0,1	2	0,2
	Вольтметр СВ3020	0,1	2	0,2
	Догрузочные резисторы	10	1	10
	ИТОГО	-	-	13,1
Обмотка №3 (разомкн. треуго.)	Терминал ТЭМП-2501-21	0,75	2	1,5
	ИТОГО	-	-	1,5

Мощность обмотки 0,5: 30 ВА. В ячейках ТН необходимо установить догрузочные резисторы трехфазные МР3021 3х10 ВА.

Мощность обмотки 3Р: 30ВА. Установка догрузочных резисторов не требуется, т.к. ГОСТ-1983-2001 предъявляет требования по загрузке обмоток к метрологическим характеристикам, а «разомкнутый треугольник» для измерений не используется.

### 3. Расчет уставок защит присоединений

#### 3.1. Расчет уставок МТЗ вводов 10 кВ РТП

МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки по выражению (3.1):

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_в} \cdot I_{раб.макс} \quad (3.1)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности несрабатывания защиты;

$k_в$  – коэффициент возврата;

$k_{сзн}$  – коэффициент самозапуска нагрузки;

$I_{раб.макс}$  – максимальное значение рабочего тока, для МТЗ вводов 10 кВ РТП принимается равным 1100 А.

$$I_{с.з} \geq \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1100 = 1656 \text{ А.}$$

Взам. инв. №		Подп. и дата		Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ	Лист
											10

Уставка МТЗ должна соответствовать условию (3.2) обеспечения достаточной чувствительности при КЗ на шинах 10 кВ:

$$I_{c.з} \leq \frac{I_{КЗ.мин}}{k_{\psi}}, \quad (3.2)$$

где  $I_{КЗ.мин}$  – минимальное значение тока короткого замыкания;

$k_{\psi}$  – коэффициент чувствительности.

$$I_{c.з} \leq \frac{0,87 \cdot 4630}{1,5} = 2685 \text{ А.}$$

Уставку примем равной  $I_{\text{МТЗ\_ввод-10РТП}} = 1,11 \times I_{II}$  (1665 Аперв).

Выбираем время срабатывания МТЗ вводов 10 кВ РТП по условию (3.3) согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов:

$$t_{cз.МТЗ} = t_{cз.пред} + \Delta t, \quad (3.3)$$

где  $t_{cз.пред}$  – выдержка времени срабатывания защиты предыдущего элемента;

$\Delta t$  – ступень селективности.

$$t_{cз.МТЗ\_ввод-10РТП} = 1,6 + 0,3 = 1,9 \text{ с.}$$

Уставку примем равной  $t_{cз.МТЗ\_ввод-10РТП} = 1,9 \text{ с.}$

### 3.2. Расчет уставок МТЗ КЛ-10 кВ РТП-1,2 на ПС Ямал

Уставка МТЗ должна быть отстроена от максимального тока нагрузки по выражению (3.1):

$$I_{c.з} \geq \frac{k_{II} \cdot k_{cзн}}{k_{\psi}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1100 = 1656 \text{ А,}$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  – максимальное значение рабочего тока, для МТЗ КЛ-10 кВ РТП-1,2 принимается равным 1100 А.

Уставку МТЗ КЛ-10 кВ РТП-1,2 выберем на 10 % грубее, с учетом условий согласования уставок друг с другом по формуле (3.4):

$$I_{c.з} \geq k_{\text{согл}} \cdot I_{\text{МТЗ\_ввод-10РТП}}, \quad (3.4)$$

$k_{\text{согл}}$  – коэффициент согласования;

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 1665 = 1830 \text{ А.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ	

По условию обеспечения достаточной чувствительности при КЗ на шинах 10 кВ РТП уставка МТЗ должна быть выбрана по формуле (4.2):

$$I_{с.з} \leq \frac{I_{КЗ.мин}}{k_{\eta}} = \frac{0,87 \cdot 4630}{1,5} = 2685 \text{ А}.$$

Уставку примем равной  $I_{МТЗ\_КЛ-10} = 1,22 \times I_{н}$  (1830 А *перв*).

Выбираем время срабатывания МТЗ КЛ-10 кВ РТП-1,2 по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов по формуле (3.3):

$$t_{сз.МТЗ} = t_{сз.пред} + \Delta t = 1,9 + 0,3 = 2,2 \text{ с}.$$

Уставку примем равной  $t_{сз.МТЗ\_КЛ-10} = 2,2 \text{ с}$ .

### 3.3. Расчет уставок МТЗ СВ-10 кВ на ПС Ямал

МТЗ должна быть отстроена от максимального тока нагрузки по выражению (3.1):

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{\eta} \cdot k_{сзн}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1375 = 2070 \text{ А},$$

где  $I_{раб.макс}$  – максимальное значение рабочего тока, равного номинальному току трансформатора по стороне 10 кВ - 1375 А.

Уставку МТЗ СВ-10 кВ выберем на 10 % грубее, чем МТЗ КЛ-10 кВ с учетом условий согласования уставок друг с другом по формуле (3.4):

$$I_{с.з} \geq k_{созл} \cdot I_{МТЗ\_КЛ-10} = 1,1 \cdot 1830 = 2013 \text{ А}.$$

По условию обеспечения достаточной чувствительности при КЗ на шинах 10 кВ РТП уставка МТЗ должна быть выбрана по формуле (3.2):

$$I_{с.з} \leq \frac{I_{КЗ.мин}}{k_{\eta}} = \frac{0,87 \cdot 4780}{1,5} = 2772 \text{ А}.$$

Уставку примем равной  $I_{МТЗ\_СВ-10} = 2,07 \times I_{н}$  (2070 А *перв*).

Выбираем время срабатывания МТЗ КЛ-10 кВ РТП-1,2 по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов по формуле (3.3):

$$t_{сз.МТЗ} = t_{сз.пред} + \Delta t = 2,2 + 0,3 = 2,5 \text{ с}.$$

Уставку примем равной  $t_{сз.МТЗ\_СВ-10} = 2,5 \text{ с}$ .

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ	Лист
							12

### 3.4. Расчет уставок МТЗ вводов 10 кВ Т-1, Т-2 на ПС Ямал

МТЗ должна быть отстроена от максимального тока нагрузки по выражению (4.1):

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_g} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1375 = 2070 \text{ А},$$

где  $I_{раб.макс}$  – максимальное значение рабочего тока, равного номинальному току трансформатора по стороне 10 кВ - 1375 А.

Уставку МТЗ 10 кВ Т-1, Т-2 выберем на 10 % грубее, чем МТЗ СВ-10 кВ с учетом условий согласования уставок друг с другом по формуле (3.4):

$$I_{с.з} \geq k_{согл} \cdot I_{мтз\_кв-10} = 1,1 \cdot 2070 = 2277 \text{ А}.$$

По условию обеспечения достаточной чувствительности при КЗ на шинах 10 кВ РТП уставка МТЗ должна быть выбрана по формуле (3.2):

$$I_{с.з} \leq \frac{I_{КЗ.мин}}{k_q} = \frac{0,87 \cdot 4780}{1,5} = 2772 \text{ А}.$$

Уставку примем равной  $I_{мтз\_СВ-10} = 1,52 \times I_n$  (2280 А перв).

Выбираем время срабатывания МТЗ 10 кВ Т-1, Т-2 по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов по формуле (3.3):

$$t_{сз.мтз} = t_{сз.перв} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с}.$$

Уставку примем равной  $t_{сз.мтз\_ВВ-10} = 3,0 \text{ с}.$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	130708-Т5.7.3-Р3.ПЗ	Лист
										13

## Приложение А

## ООО «НПП Бреслер»

428018, г.Чебоксары, ул. Афанасьева, д.13; т/ф. (8352) 459191, 459596; 459488  
 E-mail: [info@bresler.ru](mailto:info@bresler.ru); WWW: <http://www.bresler.ru>; ИНН 2129053901; КПП 213001001;  
 ОКПО 71026440; ОКВЭД 73.10, 72.20; ОГРН 1042129004906;  
 Р/сч.40702810775020161729  
 в Чувашском ОСВ №8613 г.Чебоксары; К/сч. 30101810300000000609; БИК 049706609

07.11.2013 г. исх. №11/4424

На \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Инженеру отдела РЗА Проектного  
 бюро ООО «Электропромсервис»  
 Логинову Е. В.

Уважаемый Евгений Васильевич!

В ответ на Ваши вопросы касательно устройств автоматики ДГР и ОПФ сообщаем следующее:

1. На данный момент устройством ОПФ не анализируется сигнал с ТНП, установленного в ячейке нейтралеобразующего трансформатора ДГР. Замыкание на этом фидере идентифицируется устройством ОПФ, как повреждение на шинах секции. Нами ведутся работы по разработке алгоритмов определения повреждения в фидере ДГР, и, в перспективе, ТНП указанной ячейки может быть задействован.
2. Шкаф автоматики управления ДГР и ОПФ «Бреслер-0117.168.2.24» абсолютно совместим с реакторами типа РДМР производства ООО ВП «НТБЭ».
3. Использование измерительных трансформаторов напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЦ-1 или НАЛИ-СЭЦ-2 нежелательно, т.к. они конструктивно порождают во вторичных цепях высокий уровень напряжения третьей гармоники. В этом случае для корректной работы устройства ОПФ придется использовать напряжение с сигнальной обмотки ДГР, а не напряжение с ТН, что сделает невозможным работу устройства ОПФ при выводе ДГР в ремонт.
4. Последовательное соединение цепей ТНП терминала защит и автоматики ТЭМП 2501 и фидерных терминалов «Бреслер-0107.085» нежелательно, но допустимо.

ООО «НПП Бреслер»



Н.С. Ефимов

Исп. Саввин Н. О.  
 +7 (8352) 45-91-91

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

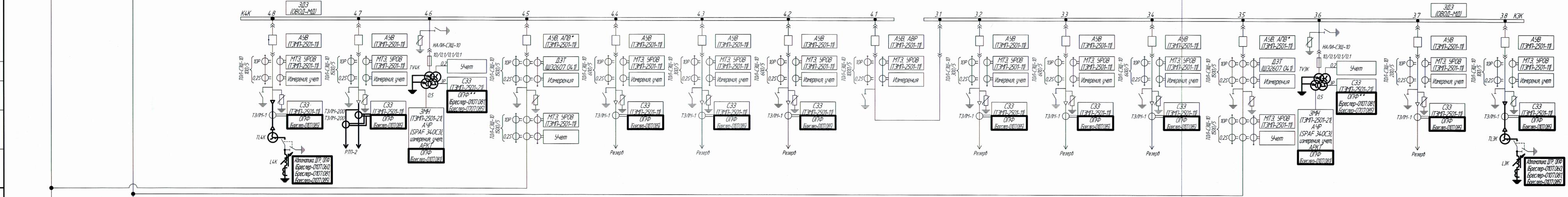
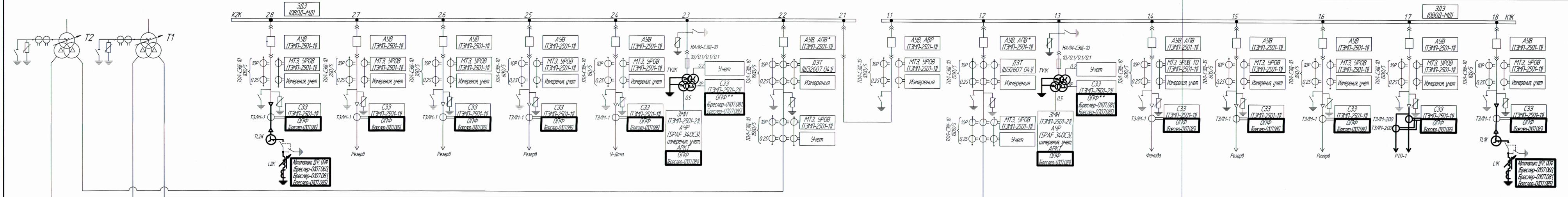
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

130708-Т5.7.3-РЗ.ПЗ

Лист

14





**Примечания**  
 1. Схему рассматривать совместно с принципиальной схемой ПС (см. 130708-Т5.7.1-ЭП.1)  
 2. Основной линией выделено проектируемое оборудование, тонкой – существующее.  
 3. \* – АПВ на вводных выключателях нормально выведено. Вводится при питании секций шин 10 кВ от одного трансформатора или же при выводе АВР-10 кВ.  
 4. \*\* – в шкафу предусматривается ключ выдвора источника напряжения 3Uo: сигнальная обмотка ДПР или "разомкнутый термодатчик" трансформатора напряжения.  
 5. Схема приведена в объеме, необходимом в рамках данного проекта.

**Перечень шкафов и устройств РЗА**

№ п/п	Наименование шкафа/терминала	Наименование терминала	Наименование функций	Кол-во шкафов (терм.)	Кол-во терм. в шкафу	Примечание
1	Шкаф автоматики ДПР и ОЛФ 1, 2 с ш. 10 кВ Бреслер-0117.168.2.10 (ООО "НПП Бреслер")	Бреслер-0107.061.2	Автоматика ДПР	1	1	-
		Бреслер-0107.081.2	СЗЗ, ОЛФ	1	1	-
2	Шкаф автоматики ДПР и ОЛФ 3, 4 с ш. 10 кВ Бреслер-0117.168.2.10 (ООО "НПП Бреслер")	Бреслер-0107.061.2	Автоматика ДПР	1	1	-
		Бреслер-0107.081.2	СЗЗ, ОЛФ	1	1	-
3	яч. №№ 14 – 18, 24 – 28, 32 – 34, 37, 38, 4.2-4.4, 4.7, 4.8	Бреслер-0107.085	ОЛФ	20	1	устанавливается в релейном отсеке

**Типы защит и автоматики**

Наименование функции	Расшифровка наименования функции	Наименование функции	Расшифровка наименования функции
АПВ	Автоматическое повторное включение	ЗМН	Защита минимального напряжения
АРКТ	Автоматика регулирования коэффициента трансформации	МТЗ	Максимальная токовая защита
АУВ	Автоматика управления выключателем	ОЛФ	Определение поврежденного фидера
АЧР	Автоматическая частотная разгрузка	СЗЗ	Сигнализация замыканий на землю
ДЗТ	Дифференциальная защита трансформатора	ТО	Токовая отсечка
ЗДЗ	Защита от дуговых замыканий	УРОВ	Устройства резервирования отката выключателя

**130708-Т5.7.3-РЗ.1**

«Реконструкция ПС 110 кВ Ямал филиала  
 ОАО «Тюменьэнерго» Северные Электрические Сети»

Изм.	Кол-во	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ.	Логин				11.13
Проверил	Сараев				11.13

Релейная защита и автоматика

Страница	Лист	Листов
7	1	1

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС

ЭЛЕКТРОПРОМСЕРВИС  
г. Вологда

Логопосадово  
Изм. № подл.  
Полн. и дата  
Взам. инв. №

# ЗРУ-10 кВ

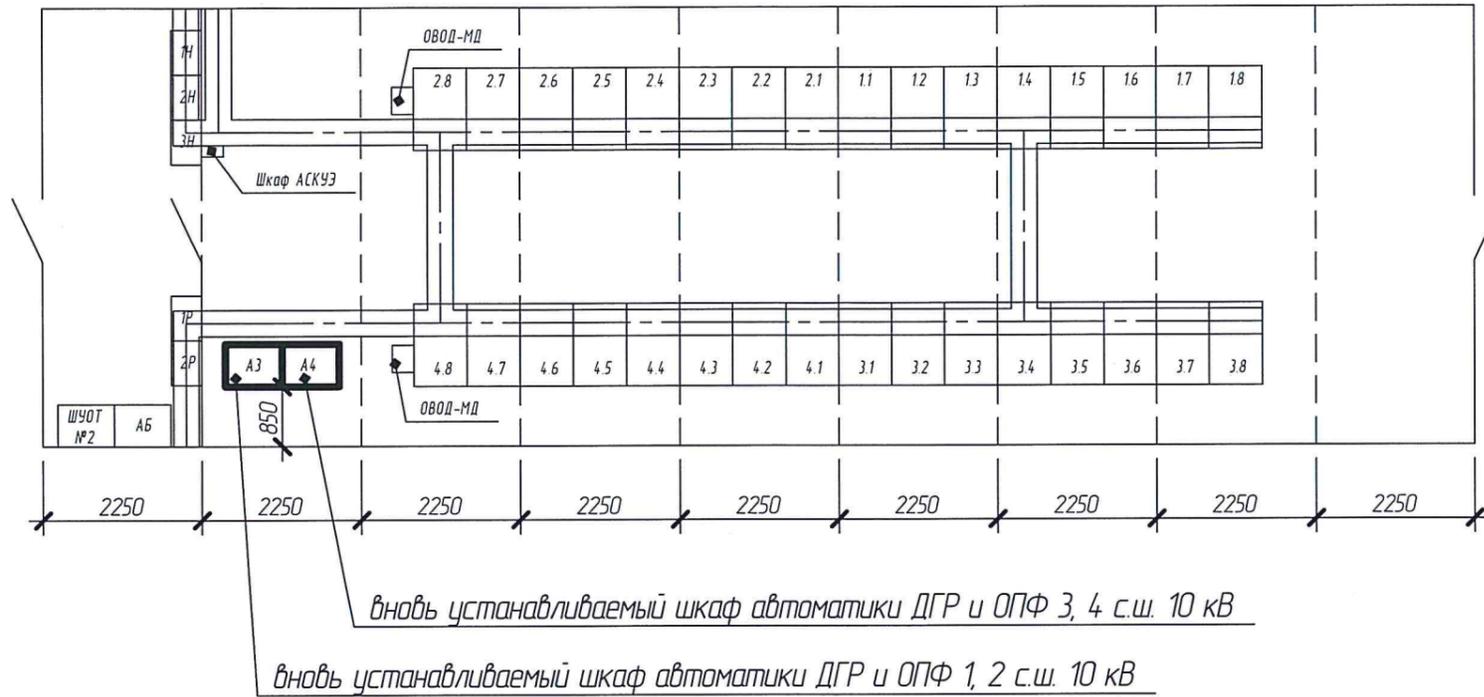


Таблица 1

Обозначение на плане	Наименование шкафа	Тип шкафа
1Н	Шкаф распределения СН	
2Н	Шкаф вводов СН	
3Н	Шкаф операт. тока	
1Р	Шкаф АЧР 2, 4 секции шин	
2Р	Шкаф АЧР 1, 3 секции шин	
A3	Шкаф автоматики управления ДГР и ОПФ 1, 2 с.ш. 10 кВ	Бреслер-0117.168.2
A4	Шкаф автоматики управления ДГР и ОПФ 3, 4 с.ш. 10 кВ	Бреслер-0117.168.2

Условно-графические обозначения:

==== - кабельный лоток

**Примечания**

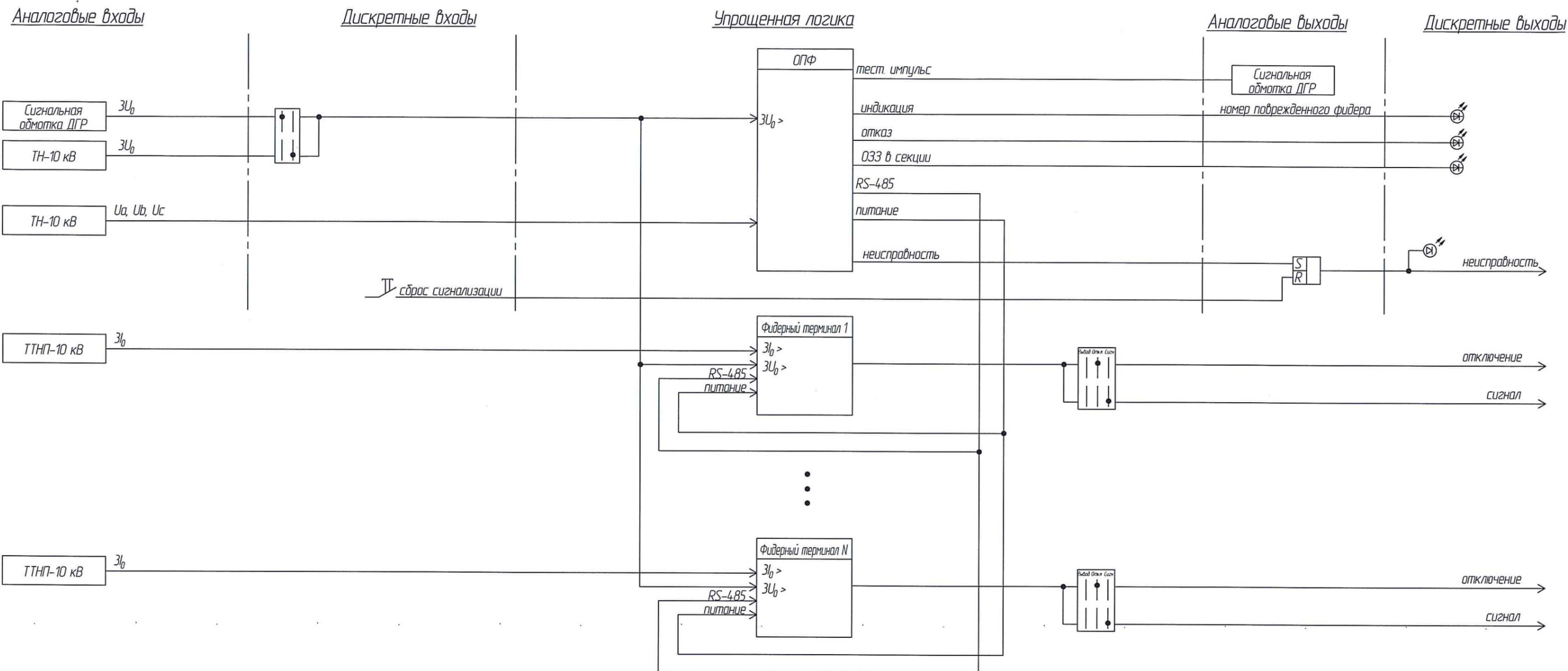
1. Масштаб 1:100.
2. Сплошной тонкой линией показано существующее оборудование, утолщенной линией - вновь устанавливаемое оборудование.
3. Тип шкафов, установленных в ЗРУ-10 кВ, см. табл.1.
4. Шкафы А3, А4 автоматики ДГР и ОПФ устанавливаются на место демонтируемой панели "САНК".

130708-Т5.7.3-Р3.2					
«Реконструкция ПС 110 кВ Ямал филиала ОАО «Тюменьэнерго» Северные Электрические Сети»					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логинов			11.13
Проверил		Сараев			11.13
Релейная защита и автоматика					
План ЗРУ-10 кВ. Установка шкафов автоматики ДГР и ОПФ					
Н.контр.		Ильин			11.13
ГИП		Жданов			11.13
			Стадия	Лист	Листов
			П		1

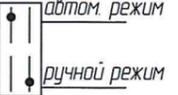
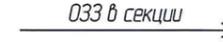
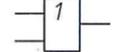
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	



# Определение поврежденного фидера при ОЗЗ



## Принятые в схеме условно-графические обозначения

- 
- элементы оперативного управления (сигнал типа "сухой контакт" с фиксацией положения)
- 
- элемент оперативного управления (сигнал типа "сухой контакт" без фиксации положения - импульсный)
- 
- внешний дискретный входной сигнал (типа "сухой контакт")
- 
- выходной дискретный сигнал (типа "сухой контакт")
- 
- светодиодная сигнализация
- 
- RS-триггер
- 
- логический элемент "И/ИИ"

<b>130708-Т5.7.3-Р3.3</b>					
«Реконструкция ПС 110 кВ Ямал филиала ОАО «Тюменьэнерго» Северные Электрические Сети»					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Логинов				11.15
Проверил	Сараев				11.13
Релейная защита и автоматика					
Структурно-функциональная схема устройств РЗА					
			Стадия	Лист	Листов
			П	2	
			 ЭЛЕКТРОПРОМСЕРВИС г. Вологда		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						